

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ технологии эксплуатации добывающих скважин нефтяного месторождения N и пути повышения ее эффективности (Томская область)

УДК 622.276.34(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2БЗВ	Ляхов Евгений Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ОПП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результаты обучения
Профессиональные компетенции	
P1	Умение применять профессиональные знания и широкий кругозор в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности.
P2	Применять глубокие профессиональные знания в области современных технологий нефтегазовой отрасли для решения междисциплинарных инженерных задач.
P3	Решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий.
P4	Проявлять госведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом отечественного и зарубежного опыта, уметь использовать новые знания при обучении сотрудников.
P5	Получать и систематизировать необходимые данные для экспериментально–исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли.
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное оборудование и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны труда и техники безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды.
P7	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в сложных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов
Универсальные компетенции	
P8	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, организовывать работу, демонстрировать ответственность за результаты работы и соблюдать корпоративную этику.
P9	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами.
P10	Использовать глубокие знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности.
P11	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3–2БЗВ	Ляхову Евгению Сергеевичу

Тема работы:

Анализ технологии эксплуатации добывающих скважин нефтяного месторождения N и пути повышения ее эффективности (Томская область)	
Утверждена приказом директора	1217/с от 22.02.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	7.06.2018
--	-----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологические карты режимов работы фонда скважин месторождения N, нормативные документы, фондовая и периодическая литература по направлению «Нефтегазовое дело»
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Введение2. Повышение эффективности эксплуатации добывающих скважин в осложненных условиях3. Причины отказов насосного оборудования на месторождениях Западной Сибири и способы их предотвращения4. Анализ технологии эксплуатации скважин куста M месторождения N5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение6. Социальная ответственность7. Заключение
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none">1. Добыча нефти в Сибирском федеральном округе2. Осложненный фонд скважин и его структура за 2012–2016г.г. по ООО «Лукойл Западная Сибирь»

	3. Причины остановок УЭЦН отработавших более 365 суток в ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь» за 2016г. 4. Причины преждевременных ремонтов УЭЦН на месторождениях ООО «Лукойл Западная Сибирь» за 2016 г. 5. Причины преждевременных ремонтов УЭЦН на месторождениях ООО «Лукойл Западная Сибирь» за 2016 г. 6. Основные осложняющие факторы на месторождениях Западной Сибири 7. Динамика продуктивности добывающей скважины куста М месторождения N, эксплуатируемая УЭЦН 8. Осложняющие факторы скважины куста М месторождения N 9. Тип пластовой воды в добывающих скважинах куста М месторождения N 10. Методы снижения влияния агрессивной среды 11. Методы снижения влияния газового фактора 12. Экономический эффект от применения стеклопластиковых труб 13. Экономический эффект от применения ингибиторов коррозии
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Ассистент Макашева Юлия Сергеевна
Социальная ответственность	Ассистент Абраменко Никита Сергеевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	1.03.2018
---	------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., с.н.с.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З–2БЗВ	Ляхов Евгений Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3–2БЗВ	Ляхову Евгению Сергеевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент»:

1. Стоимость ресурсов, предлагаемых для снижения воздействия осложняющих факторов: материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	4.1 Анализ затрат предложенных способов борьбы с осложняющими факторами
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив борьбы с осложняющими факторами с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	4.2 Расчет экономической эффективности от внедрения новых технологий
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности внедрения технологии	4.3 Анализ и выбор наиболее экономически эффективного оборудования

Перечень графического материала

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	17.03.2018 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна	Ассистент		17.03.2018г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2БЗВ	Ляхов Евгений Сергеевич		17.03.2018г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела
15.03.2018	Введение	5
28.03.2018	Литературный обзор по теме ВКР	10
3.04.2018	Аналитический обзор по теме ВКР	5
13.04.2018	Постановка задач исследования	10
25.04.2018	Характеристика объекта исследования	20
10.05.2018	Анализ технологии эксплуатации скважин куста М месторождения N	15
17.05.2018	Раздел «Финансовый менеджмент»	10
23.05.2018	Раздел «Социальная ответственность»	7
26.05.2018	Заключение	5
31.05.2018	Реферат	3
2.06.2018	Написание пояснительной записки	3
3.06.2018	Подготовка доклада	5
5.06.2018	Оформление презентации	2
Итого		100

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		1.03.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ОПП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольева			1.03.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗВ	Ляхов Евгений Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочее место расположено на открытом воздухе.</p> <p>Система добывающих скважин на месторождении N Западной Сибири, оборудованных устьевой арматурой, станциями управления, дозирующими устройствами и выкидными нефтепроводными линиями.</p>
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	<p>ГОСТ 12.1.003-2014</p> <p>ГОСТ 12.4.026-2015</p> <p>ГОСТ 12.4.275-2014</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>7.1 Производственная безопасность.</p> <p>7.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в осложнённых условиях Западной Сибири.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	<p>7.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в осложнённых условиях Западной Сибири.</p>

– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	
3 Охрана окружающей среды: <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	7.2 Экологическая безопасность 7.2.1 Анализ воздействия на литосферу 7.2.2 Анализ воздействия на гидросферу 7.2.3 Анализ воздействия на атмосферу
4 Защита в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	7.3 Безопасность при чрезвычайных ситуациях
5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	23.03.2018г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			23.03.2018г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3В	Ляхов Евгений Сергеевич		23.03.2018г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 133 с., 40 рисунков, 10 табл., 33 источника.

Ключевые слова: НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ОСЛОЖНЕННЫЕ УСЛОВИЯ, ОСЛОЖНЯЮЩИЙ ФАКТОР, ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ, КОРРОЗИЯ, СОЛЕОТЛОЖЕНИЕ, УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ.

Объектом исследования являются добывающие нефтяные скважины куста М месторождения N.

Цель работы – повышение эффективности эксплуатации скважин в осложненных условиях на месторождении N.

В работе рассмотрены основные методы и способы предупреждения и ликвидации осложняющих факторов при добыче нефти. В работе рассмотрены новые технические решения, предлагаемые для снижения воздействия осложняющих факторов.

Проведен анализ эксплуатации добывающих скважин куста М месторождения N, выявлены основные факторы, осложняющие их работу и предложены наиболее эффективные способы предупреждения и борьбы с осложнениями.

Осуществлен предварительный расчет затрат на внедрение предложенных нововведений, показан уровень затрат, необходимых для снижения негативного воздействия осложняющих факторов и рассчитан экономический эффект от предложенных способов.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ	20
1.1 Характеристика АСПО. Методы борьбы с АСПО	21
1.2 Отложения неорганических солей и методы борьбы с ними.....	41
1.3 Коррозия скважинного и промыслового оборудования	48
1.4 Снижение влияния механических примесей на работу насосного оборудования скважин.....	59
1.5 Высокий газовый фактор	63
1.6 Образование газогидратных отложений.....	66
2. ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И СПОСОБЫ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ.....	70
3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	78
4. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	86
4.1. Геологическая характеристика месторождения N	80
4.2. Характеристика нефти газа и воды	86
4.3. Динамика показателей разработки.....	86
5. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН КУСТА М МЕСТОРОЖДЕНИЯ N.....	88
5.1 Характеристика состояния фонда скважин, оборудованных УЭЦН	88
5.2 Факторы, влияющие на эффективность эксплуатации скважин.....	91

5.3	Определение типа пластовой воды в добывающих скважинах куста М месторождения N.....	92
5.4	Способы повышения эффективности эксплуатации скважин куста М месторождения N	95
6.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	104
7.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	109
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	129

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АДП	– агрегат депарафинизации
АСПО	– асфальтено-смоло-парафиновые отложения
ВКР	– выпускная квалификационная работа
ГЗУ	– групповая замерная установка
ГНО	– глубинно-насосное оборудование
ГРП	– гидравлический разрыв пласта
ДГ	– дозатор глубинный
ДНС	– дожимная насосная станция
КНС	– кустовая насосная станция
МРП	– межремонтный период
НГБ	– нефтегазоносный бассейн
НКТ	– насосно-компрессорные трубы
ППД	– поддержание пластового давления
ППУ	– передвижная паровая установка
ПРС	– подземный ремонт скважин
ПЭД	– погружной электродвигатель
РВК	– резонансно-волновой комплекс
СНО	– средняя наработка на отказ
СШНУ	– скважинная штанговая насосная установка
УДГ	– установка дозирующая гидростатического действия
УДС	– установка дозирующая с приводом от станка-качалки
УДЭ	– установка дозирующая электронасосная
УПН	– установка подготовки нефти
УЭЦН	– установка электроцентробежного насоса
ФЕС	– фильтрационно-емкостные свойства

ВВЕДЕНИЕ

В период снижения легкодоступных запасов нефти и газа в Российской Федерации большинство крупных нефтегазодобывающих компаний стремятся различными способами снизить затраты на их добычу. С включением в разработку труднодоступных залежей встал вопрос о необходимости применения более сложных технологий и дорогостоящего оборудования. Также требуется поддержание в рабочем состоянии и уже действующих добывающих скважин, для которого требуется либо капитальный ремонт, либо покупка и установка нового оборудования.

Эффективность работы скважинного оборудования характеризуется такими показателями как средняя наработка на отказ и межремонтный период работы скважины. Чем выше данные показатели, тем эффективнее работает оборудование и, следовательно, тем меньше затрат несет компания по его содержанию.

На величину данных показателей влияют такие факторы как:

1. Базовый ресурс оборудования, гарантированный производителем;
2. Конструктивные особенности оборудования;
3. Заводской брак/конструктивные недостатки оборудования;
4. Геологические осложнения;
5. Квалификация персонала и культура добычи.

Согласно данным министерства энергетики Российской Федерации по итогам 2017 г. объем национальной добычи нефтяного сырья составляет в абсолютном выражении 546,8 млн т., что ниже результатов добычи за 2016г. на 0,8 млн.т., то есть на 0,1 % (рисунок 1) [2].

Добыча нефти в России сосредоточена в Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях (НГП). Ведется также добыча в Тимано-Печорской и Северо-Кавказской НГП. Высокими темпами идет широкомасштабное освоение запасов Охотоморской и Лено-Тунгусской провинций. Всего добыча нефти осуществляется в 33 субъектах.

Добыча нефти и газового конденсата, млн т

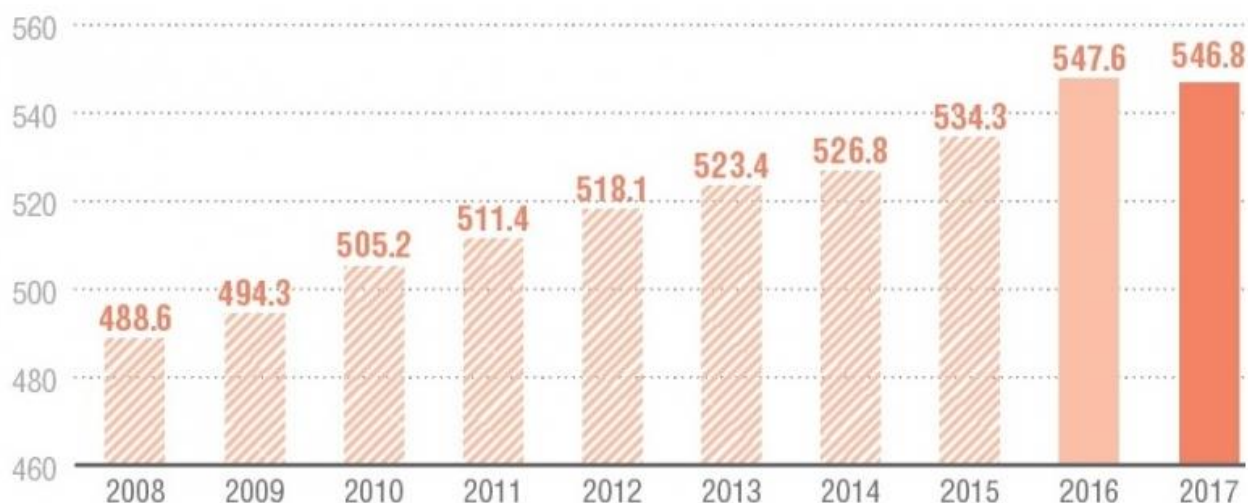


Рисунок 1 – Добыча нефти и газового конденсата в Российской Федерации, млн.т.

Главный центр российской нефтяной промышленности – Западная Сибирь, где добывается 57,3 % российской нефти (рисунок 2). Однако высокая степень выработанности и обводненности крупнейших базовых месторождений региона приводит к снижению его в региональной структуре добычи нефти [11].

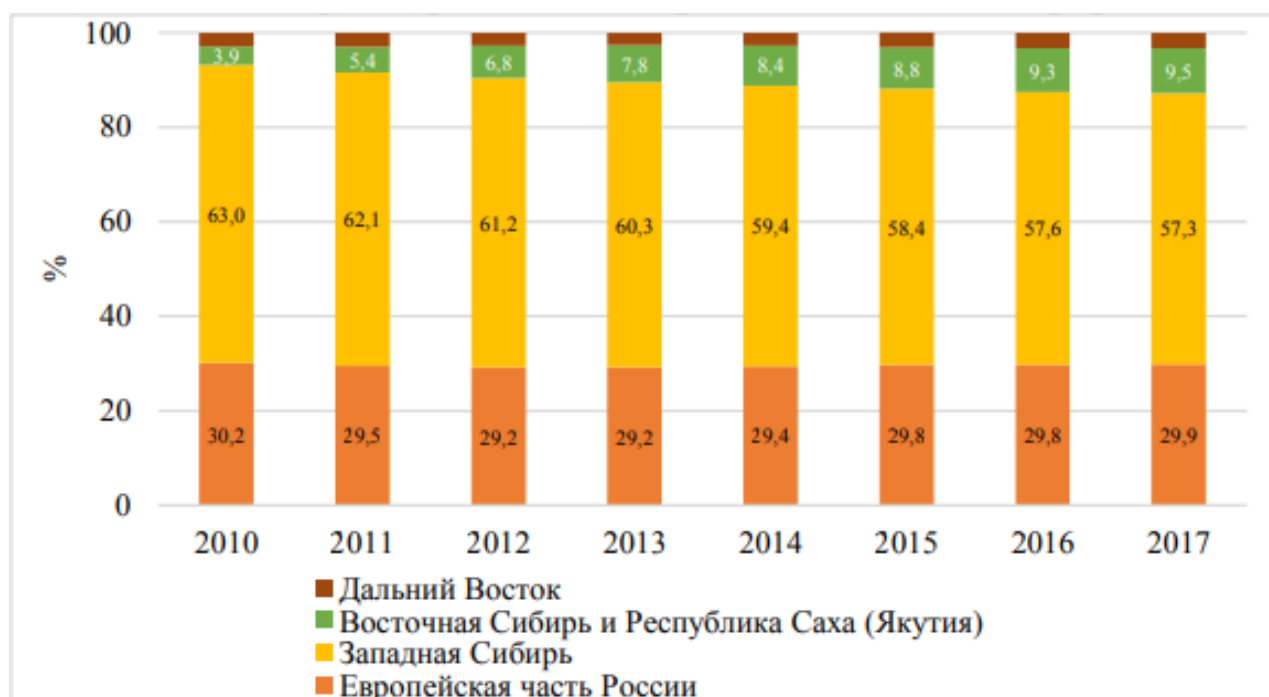


Рисунок 2 – Структура добычи нефти в Российской Федерации по макрорегионам

В структуре добычи нефти по федеральным округам доминирует Уральский федеральный округ, в состав которого входит Ханты– Мансийский

АО – крупнейший регион нефтедобычи в регионе и стране. В 2017 г. на территории округа добыто 302,8 млн т нефти и конденсата, что на 1,2 млн т меньше, чем в предыдущем году. Продолжается тенденция к сокращению доли округа в структуре добычи. В период 2010–2017 гг. доля округа сократилась с 60,5 до 55,4 % (рисунок 3).

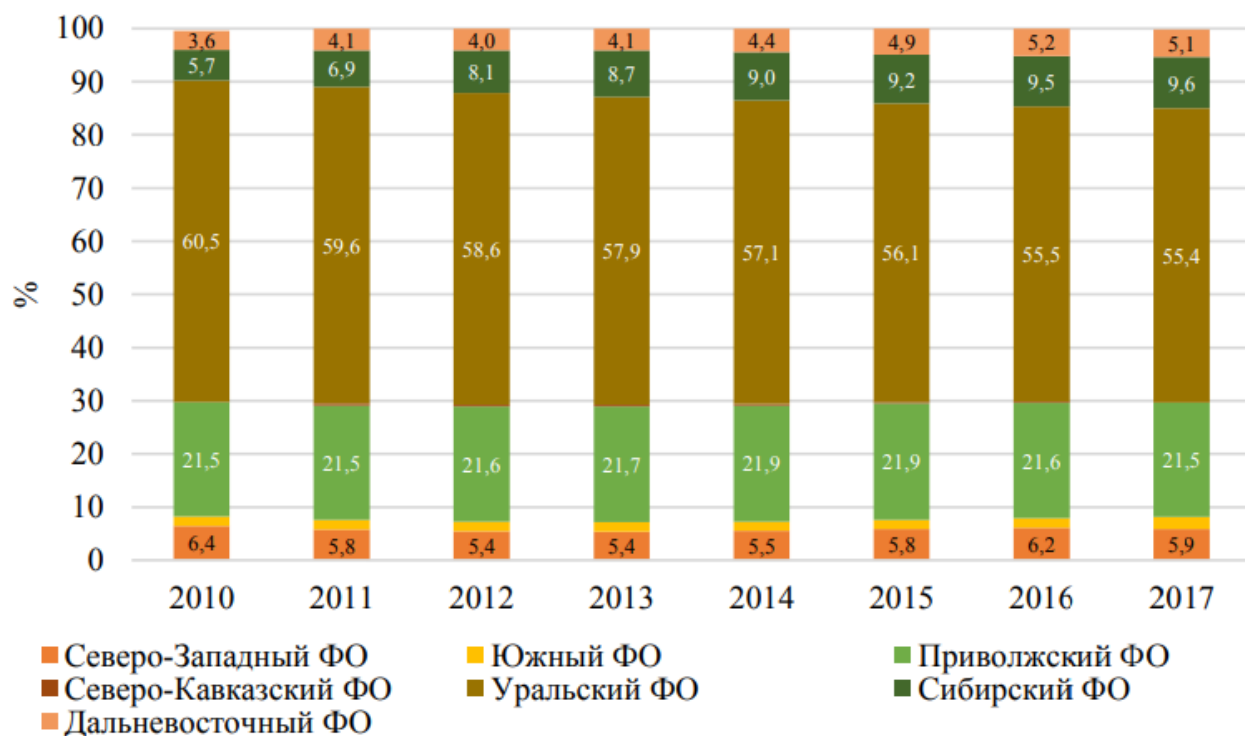


Рисунок 3 – Структура добычи нефти по федеральным округам

Сибирский федеральный округ – наиболее динамично развивающийся регион нефтедобычи. Прирост добычи нефти в России за последнее десятилетие обеспечивался большей частью новыми месторождениями Восточной Сибири. Так, добыча нефти в округе выросла почти в 4 раза: с 14 млн т в 2008 г. до 52,5 млн т – в 2017 г. Доля округа в структуре добычи в 2017 г. составила 9,6 %.

Сибирский ФО частично располагается на территории южных нефтедобывающих регионов Западной Сибири (Томская, Новосибирская, Омская области), а также регионов Восточной Сибири (Красноярский край и Иркутская область). В нефтегазоносном плане федеральный округ включает южные территории Западно-Сибирского НГБ и западные территории Лено-Тунгусского НГБ. В 2017 г. в Сибирском ФО добыча нефти составила 52,5 млн т, что на 0,6 млн т выше уровня предыдущего года. Доля округа в региональной

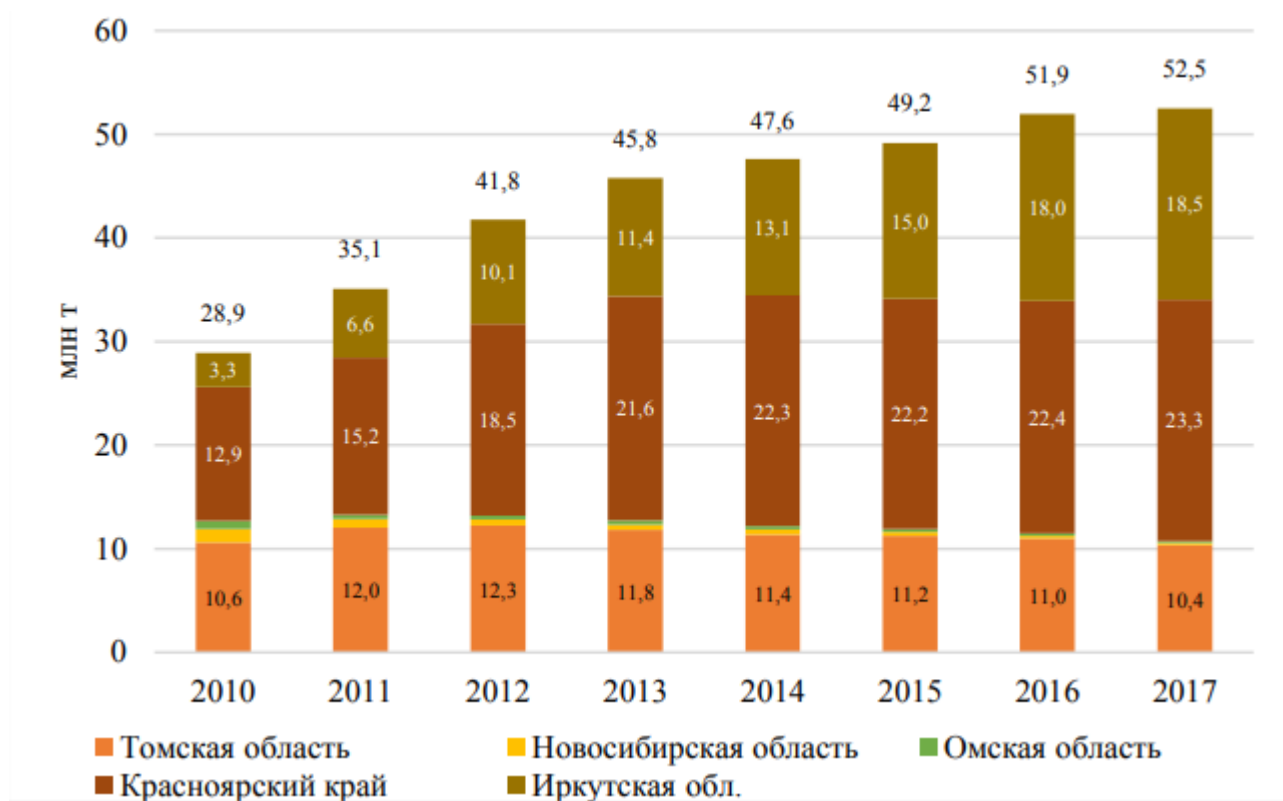


Рисунок 4 – Добыча нефти в Сибирском федеральном округе. структуре добычи нефти составляет 9,6 % (рисунок 4). Крупнейшие нефтедобывающие регионы в рамках округа – Красноярский край, Иркутская и Томская области, которые обеспечивают 99,3 % добычи в округе [11].

В Томской области в 2017 г. добыча нефти составила 10,4 млн т, что на 0,6 млн меньше, чем в предыдущем году (рисунок 5). Снижение добычи связано с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов и снижением дебита. Формирование нефтяной промышленности Томской области было начато в 1966 г. Пик добычи пришелся на 2004 г. (14,8 млн т), после чего началось резкое падение. Благодаря разработке мелких месторождений и подключению малого и среднего бизнеса добычу удалось стабилизировать.

Более 60 % добычи нефти в стране приходится на три компании: «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз». В 2017 г. компанией «Роснефть» добыто 188,7 млн т нефти, что на 1 млн т меньше, чем в предыдущем году. На долю компании приходится 34,5 % добычи нефти в России. Добыча ПАО «ЛУКОЙЛ» по итогам года составила 81,7 млн т, что на 1,3 млн т меньше уровня предыдущего года. Доля компании в структуре добычи нефти снизилась на 0,3 % и составила 14,9 %. Компания «Сургутнефтегаз» в 2017 г. добыла 60,5 млн т

нефти, что на 1,3 млн т меньше, чем в предыдущем году. Доля компании в структуре добычи нефти в России составляет 11,1 % [11].

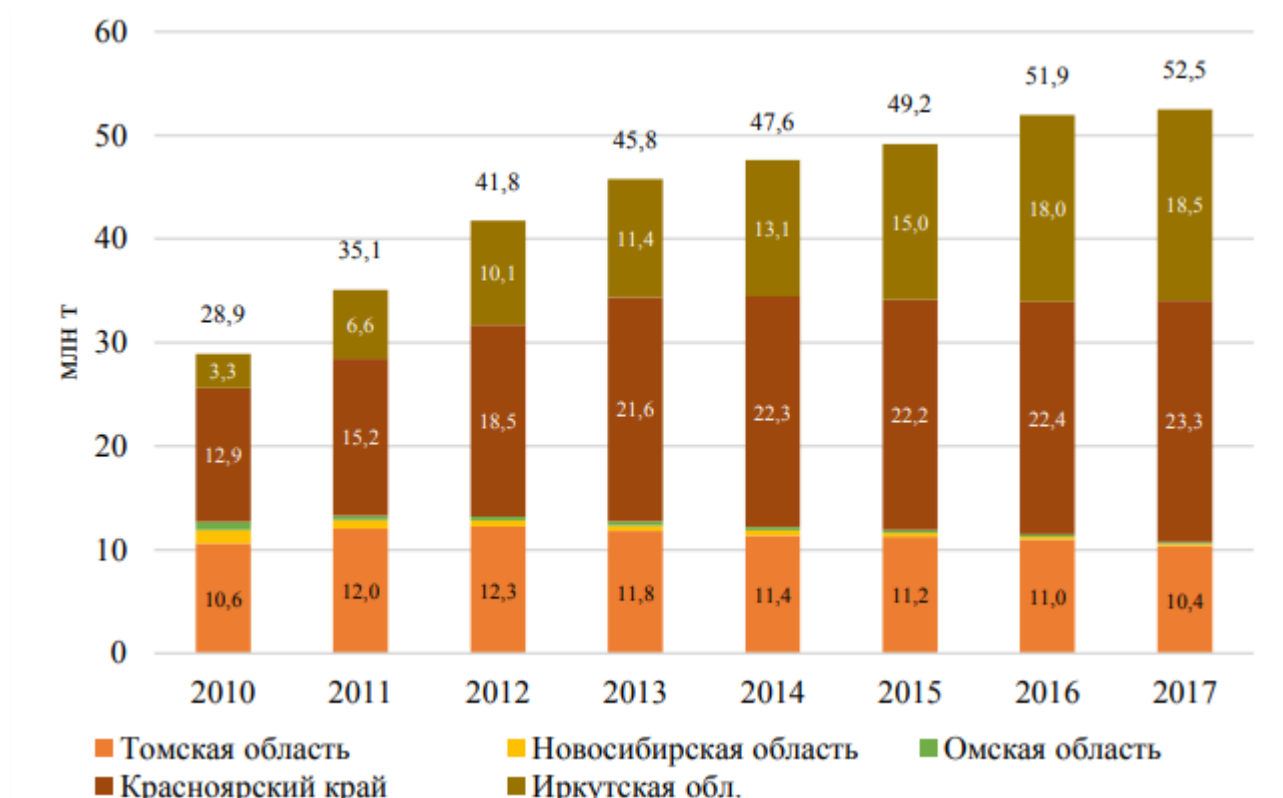


Рисунок 5 – Добыча нефти в Сибирском федеральном округе.

Согласно статистических данных значительная часть преждевременных отказов УЭЦН в 2016 году на месторождениях Западной Сибири компании ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь» связаны с эксплуатационными причинами, обусловленными геологическими осложнениями, такими как засорение рабочих органов оборудования механическими примесями, повреждение оборудования и НКТ коррозией, налипание и накапливание солей и АСПО на рабочих органах оборудования и на стенках НКТ [4].

По преобладающему виду осложнений весь осложненный фонд скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь» можно разделить на четыре типа: солеобразующий, коррозионный и гидратообразующий фонды скважин, а также фонд скважин, осложненных асфальтеноосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). При этом доля скважин, осложненных АСПО, в общем осложненном фонде в течение 2012–2016 годов снижается, что обусловлено

естественным обводнением добываемой продукции. Однако этим же фактором обусловлен и рост коррозионного фонда скважин (рисунок 6).

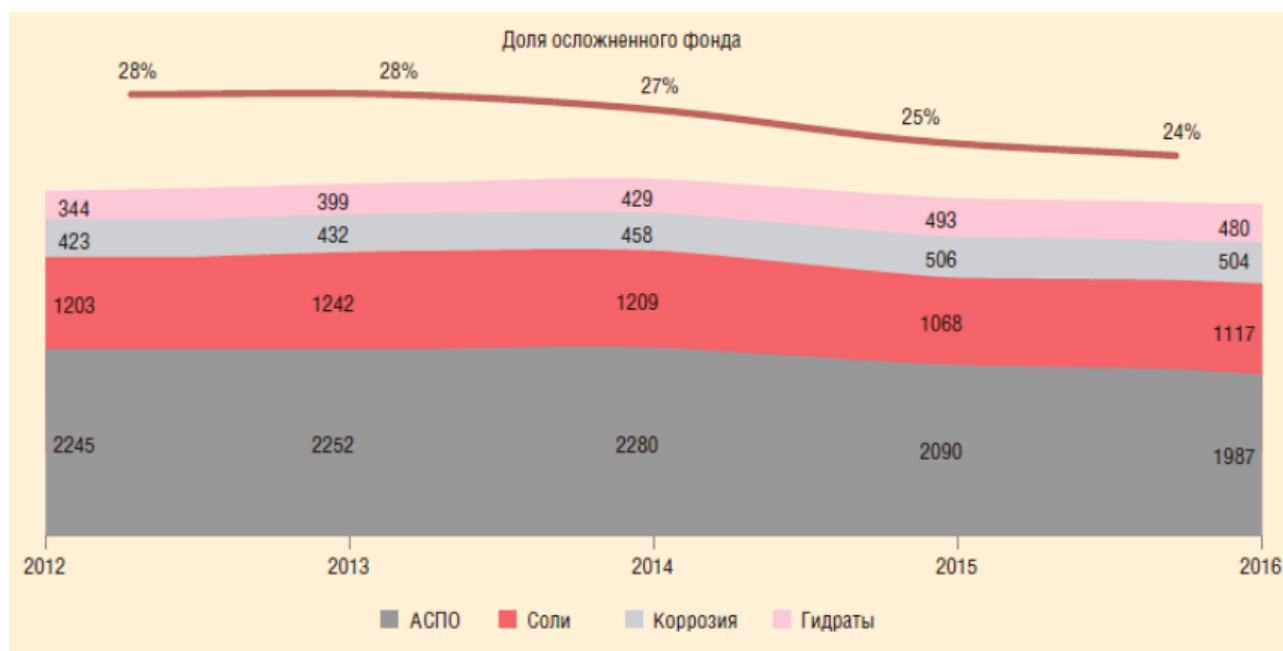


Рисунок 6 – Осложненный фонд скважин и его структура за 2012–2016г.г. по ООО «Лукойл Западная Сибирь»

Численность солеобразующего фонда на протяжении рассматриваемого периода оставалась приблизительно на одном уровне. Рост гидратообразующего фонда связан с разбуриванием юрских и ачимовских отложений, нефть которых характеризуется высоким газовым фактором.

В 2016 году произошли 4324 отказа УЭЦН, отработавших гарантийный срок. Причины остановок скважин по фонду были сгруппированы в четыре основные группы (рисунок 7). Самая большая часть отказов (45%) приходится на снижение изоляции в системе «ПЭД+кабель». По причинам «негерметичность НКТ» и «снижение дебита» произошли в среднем около половины всех отказов, а доля отказов по причине «клин насоса» составляет 4% [4].

Следовательно, исходя из вышеуказанных данных около четверти добывающих скважин одной из крупнейших компаний Российской Федерации работают в осложненных условиях, что приводит к преждевременному выходу из строя оборудования по добычи нефти, что приводит к значительному увеличению затрат на покупку и замену вышедшего из строя оборудования,

проведение внеплановых ремонтов скважин, а в худшем случае – выхода из строя скважины в результате срыва оборудования.

На основании вышеизложенного можно говорить о том, что проблема эксплуатации скважин в осложненных условиях остается очень важной в настоящее время, поэтому вопросам снижения влияния осложняющих факторов и повышения эффективности работы скважинного оборудования уделяется большое внимание.

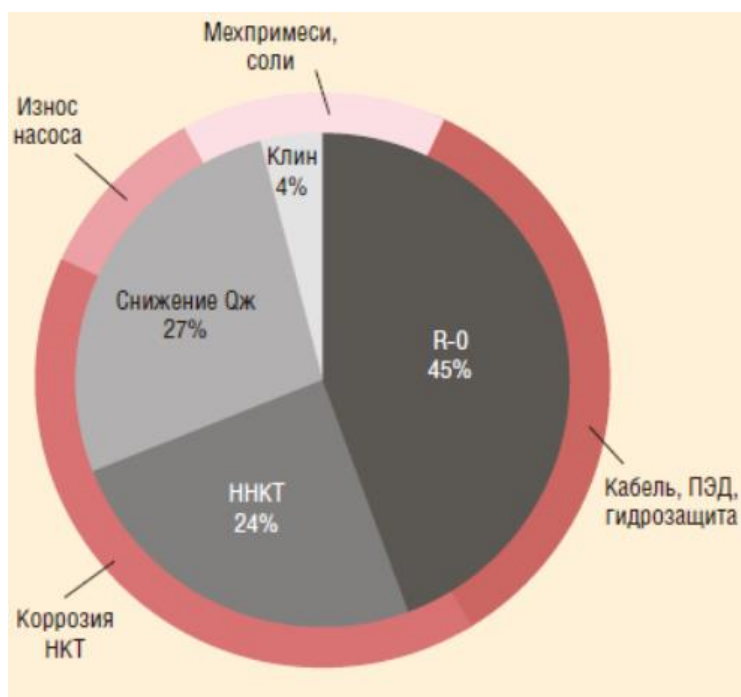


Рисунок 7 – Причины остановок УЭЦН отработавших более 365 суток в ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь» за 2016г.

1. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Наиболее распространенной характеристикой работы добывающей скважины является продуктивность скважины – отношение ее дебита к перепаду (депрессии) между пластовым и забойным давлениями, соответствующими дебиту. Коэффициент продуктивности рассчитывается как:

$$K_{\text{пр}} = \frac{Q}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}; \text{ т/}(\text{сут} \cdot \text{МПа})$$

Продуктивность характеризует суммарную эффективность работы скважины и призабойной зоны пласта [19].

Вопросу описания и систематизации осложняющих условий при добыче нефти и газа в научной литературе уделяется достаточно много внимания, еще в 90-х годах были созданы работы, где были описаны основные осложняющие факторы добычи нефти.

В зависимости от горно-геологических условий и свойств добываемых флюидов при добыче нефти и газа существует множество осложняющих факторов. Основными такими факторами в добыче нефти являются:

1. Асфальтеносмолопарафиновые отложения;
2. Коррозия оборудования;
3. Отложения неорганических солей;
4. Влияние механических примесей;
5. Высокий газовый фактор;
6. Образование газогидратных отложений.

Нефтедобывающие предприятия разрабатывают и осуществляют комплекс организационных и технических мероприятий по борьбе с осложняющими факторами. Эти мероприятия выполняются по двум направлениям:

- Предупреждение и периодическое устранение (ликвидация) осложняющих факторов.

- Адаптация промыслового, скважинного оборудования и технологии к работе в условиях воздействия осложняющих факторов.

Для выбора необходимых действий при анализе фонда скважин месторождения рассмотрим краткую характеристику каждого из осложнений и основных направлений снижения их воздействия.

1.1 Характеристика АСПО. Методы борьбы с АСПО

Асфальтеносмолопарафиновые отложения представляют собой сложную структурированную систему с ярко выраженным ядром из асфальтенов и сорбционно-сольватным слоем из нефтяных смол.

В зависимости от природы нефти и содержания в ней твердых углеводородов, а также в зависимости от места отбора проб состав отложений включает:

- углеводороды: парафины, церезины, асфальтены, смолы (15–85%),
- мехпримеси (2–15%),
- вода (4–18%),
- соли: галит, кальцит, гипс и др. (4–15%),
- сульфид железа (0–65%). [19]

В зависимости от содержания органических составляющих АСПО предложено подразделять на три класса:

1. асфальтеновый – $P/(A+C) < 1$;
2. парафиновый – $P/(A+C) > 1$;
3. смешанный – $P/(A+C) \sim 1$,

где P , A и C – содержание (% масс.) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

Практика добычи нефти на промыслах показывает, что основными участками накопления АСПО являются скважинные насосы, подъёмные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней

поверхности подъёмных труб скважин. В выкидных линиях их образование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока [1].

Согласно ГОСТ Р 51858-2002 [20] нефти классифицируются по содержанию парафина как:

- малопарафинистые (при массовом содержании парафина – 0 – 1,50 %);
- парафинистые (1,51 – 6,00 %);
- высокопарафинистые (более 6,00 %).

Молекулярная формула парафинов – от $C_{17}H_{36}$ до $C_{35}H_{72}$. Температура плавления парафина в стандартных условиях – 45–65°C. Церезины представляют собой смесь углеводородов с количеством углеродных атомов в молекуле от C_{36} до C_{55} . Они хорошо растворяются в бензоле. Температура плавления – 65–85°C. Нефтяные смолы – высокомолекулярные компоненты нефти, растворимые в низкокипящих насыщенных углеводородах. средняя молярная масса – 450–1500; размягчаются в инертной атмосфере при 35–90°C; Элементный состав (в процентах): С: 78–88, Н: 8–10, S: 1–10, О: 1–8, N: 2; в малых количествах присутствуют V, Ni, Fe, Cu, Co, Cr, Na, Ca, Mo, Al и другие металлы, входящие в состав металлокомплексных соединений. Асфальтены – наиболее высокомолекулярные компоненты нефти. средняя молекулярная масса – 1500–5000. Растворимы в бензоле, толуоле, $CHCl_3$, CCl_4 , не растворимы в парафиновых углеводородах, спирте, эфире, ацетоне. Элементный состав (%): С: 80–86, Н: 7–9, О: 2–10, S: 0,5–9, N: 2; в микроколичествах присутствуют V, Ni, Fe, Ca, Mg, Cu и др. [19].

Смолы, входящие в состав АСПО, представлены прежде всего нейтральными смолами, выделенными с помощью силикагеля и хлороформа (четырёххлористым углеродом). Это полужидкие, иногда полутвердые темно-коричневого или черного цвета вещества. Относительная плотность смол от 0,99 до 1,08 г/см³. Молекулярная масса смол может достигать 1200 [19]. Они хорошо растворяются во всех нефтепродуктах и органических растворителях, за

исключением этилового и метилового спиртов. В среднем смолы содержат до 15-17 % кислорода, серы, азота. С повышением молекулярной массы смол содержание кислорода, серы и азота снижается. Основной структуры молекул смол является плоская конденсированная поликарбоциклическая сетка, состоящая преимущественно из бензольных колец. Заместители могут включать функциональные группы (-ОН, -SH, -NH₂, =СО и др.). При нагреве до 260–350 °С смолы начинают уплотняться и превращаются в асфальтены.

Асфальтены – это полициклические ароматические сильно конденсированные структуры с короткими алифатическими цепями в виде темно-бурых аморфных порошков. В асфальтенах содержится (% масс.): 80...86% углерода, 7...9% водорода, до 9% серы и кислорода, и до 1,5% азота. Асфальтены не кристаллизуются и не могут быть разделены на индивидуальные компоненты или узкие фракции. При нагревании выше 300–400 °С они не плавятся, а разлагаются, образуя углерод и летучие продукты. Асфальтены

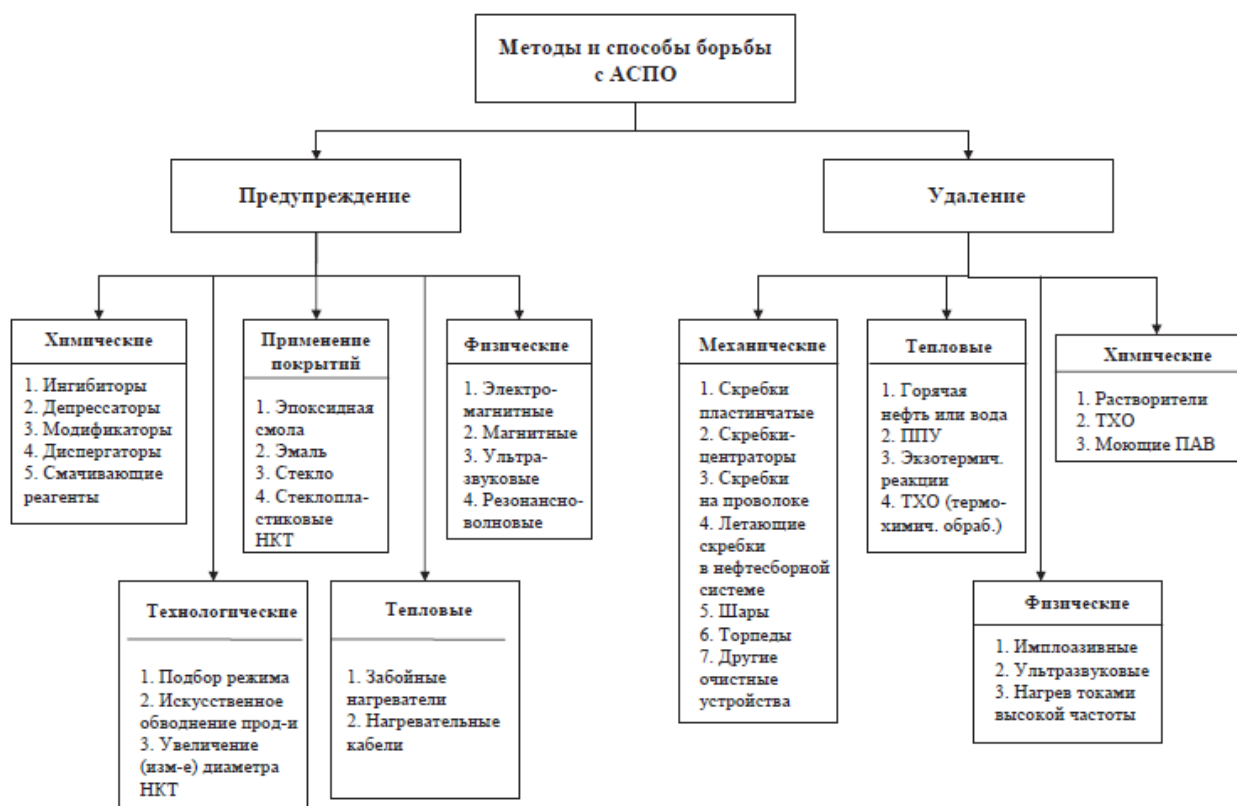


Рисунок 8 – Структура методов и способов (обозначены цифрами) борьбы с АСПО

являются наиболее тяжелыми и полярными компонентами нефти. Асфальтены

очень склонны к ассоциации, их частицы полидисперсны и поэтому молекулярная масса в зависимости от метода определения может колебаться от 2000 до 4000 а.е.м. [1].

Метод покрытия внутренней поверхности труб парафиноустойчивыми материалами

Покрытие внутренней поверхности НКТ стеклом, эмалями, эпоксидными смолами, другими материалами, а также применение стеклопластиковых НКТ. Использование остеклованных труб практически исключает депарафинизацию НКТ с помощью скребков, горячих промывок и химобработок. Применение эмалей, эпоксидных смол позволяет в несколько раз уменьшить объем работ при проведении операций по депарафинизации. В последнее время ЭЦН начали

Таблица 1 – Свойства некоторых парафиноустойчивых материалов

Материал	Тип, марка материала	Теплостойкость, °С	Абразивная стойкость по Моосу	Интегральная гладкость, %	Диэлектрическая проницаемость
Стекло	АБ-1	400	5	100	6,7
Эмаль	3132	220	5	87	7,2
Эпоксидная смола	ЭД-40	80	2	96	4,2
Бакелитовый лак	БЭЛ	80	2	90	4,9
Сталь	...	1200	5	70	-
Алюминий	АМГ	550	3	92	-
Хром	покрытие	1600	6	100	-
Никель	покрытие	1200	6	98	-
Полиэтилен	пленка	85	2	68	2,2
Метилстирол	пленка	80	3	100	2,3
Гидрофобный лак	КО-815	150	3	100	2,6
Оргстекло	листы	85	3	100	3,6

пускать на стеклопластиковых НКТ для предотвращения коррозии, которые в значительной степени защищают и от отложений парафинов из-за гладкой поверхности.

Как видно из таблицы 1, из всех применяемых материалов покрытий стекло имеет интегральную гладкость 100% [19]. Поверхность стекла имеет гидрофильные свойства, что является одним из определяющих свойств по устойчивости к парафиновым отложениям. Промысловые испытания показали, что эпоксидная смола, тоже имеющая высокую интегральную гладкость, защищает от отложений АСПО в несколько раз хуже, чем покрытия из стекла. В остеклованных НКТ парафин откладывается только в интервале соединительных муфт НКТ, где в стыке между концами НКТ остается расстояние 24–26 мм. Там парафин быстро откладывается и толщина отложений увеличивается в сторону потока жидкости в десятки раз. Поэтому при спуске в середине муфты НКТ устанавливаются кольца их остеклованных НКТ. Для этого диаметр остеклованной НКТ уменьшают на токарном станке на 4 мм и отрезают кольца высотой 22–23 мм. Потом при спуске НКТ эти кольца вставляют в муфты между стыками труб. При таком спуске НКТ никаких дополнительных работ по удалению АСПО не требуется. Для контроля за чистотой НКТ с интервалом через 10 дней спускают грузик–шаблон на установленную глубину. Таким образом, наиболее эффективным материалом покрытия против отложения АСПО является гидрофильный гладкий материал. Кроме стекла, такими свойствами обладает хромовое покрытие, однако оно очень дорогое. На производстве чаще всего применяют эмалевое и эпоксидное покрытия, которые в несколько раз снижают объем работ по депарафинизации скважин. Кроме того, эти покрытия дешевле и технологичнее, чем другие покрытия, и они одновременно защищают трубы от коррозии [19].

Химический метод предупреждения АСПО

Одним из самых распространенных методов предупреждения АСПО является химический метод, имеющий несколько способов воздействия. Прежде всего, это применение ингибиторов. Хорошие ингибиторы содержат и депрессаторы – вещества, снижающие температуру начала кристаллизации парафина, и модификаторы, или диспергаторы – вещества, снижающие структурную связь и монолитность отложений [19].

В настоящее время ингибиторы АСПО условно разделяют на группы по предполагаемому механизму действия. В таблице 2 приведена современная классификация химических реагентов, предотвращающих отложения асфальтено-смоло-парафиновых веществ [1].

Таблица 2 – Классификация химических реагентов, предотвращающих АСПО

Группа ингибитора	Основной компонент	Основной принцип действия
Смачиватели	Полиакриамид; Кислые органические фосфаты; Силикаты щелочных металлов; Водные растворы синтетических полимерных ПАВ	адсорбируются на поверхности и образуют гидрофильную пленку, препятствующую адгезии гидрофобных кристаллов парафина к внутренней поверхности труб
Диспергаторы	Соли металлов; Соли высших СЖК; Силикатно-сульфенольные; растворы; Сульфатированный щелочной; лигнин	воздействуют на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти на макромолекулярном уровне с образованием адсорбционного слоя из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах углеводородов, препятствуя их слипанию
Модификаторы	Атактический полипропилен ($M_n=2000-3000$); Низкомолекулярный полиизобутилен ($M_n=2000-3000$); Сополимеры этилена и сложных эфиров; Тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпироллидоном	изменяют форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, в результате этого снижается склонность кристаллов к взаимному объединению или присоединению к стенкам трубы.
Депрессоры	Сополимеры этилена с винилацетатом (ВЭС); Полиметакрилаты (ПМА «Д»); Парафлоу; Алкилфенолы	А) адсорбируются на кристаллах парафина, что затрудняет способность последних к агрегации и накоплению. Б) молекулы депрессора в углеводородной среде сцепляются своими полярными концами, образуя мицеллы.
Реагенты комплексного действия	Реагенты марки СНПХ, композиции присадок	Комплексное действие

Каждое месторождение имеет отличные от других месторождений состав и свойства нефти и пластовых флюидов. Даже в пределах одного месторождения, в зависимости от того, где расположена скважина – в центре или на периферии, состав и свойства нефти могут значительно отличаться. В маломощных пластах, расположенных в водонефтяной зоне, нефть более окисленная, с большим содержанием АСПО, большей вязкостью и меньшим газовым фактором. Поэтому необходимо подбирать соответствующий ингибитор для каждого

месторождения индивидуально. Выбор ингибитора производят на основе лабораторных и промысловых испытаний.

В качестве средств дозирования подачи ингибитора в затрубное пространство или непосредственно на прием насосов с помощью специальных трубочек применяются дозировочные устройства УДЭ (рисунок 9), УДС, гидростатического действия УДГ, глубинные дозировочные устройства ДГ.



Рисунок 9 – Установка дозировочная УДЭ.

Дозировочные устройства типа УДС, т.е. привод, располагаются у станка-качалки. Его нагнетательный трубопровод присоединяется к затрубному пространству скважины, а рычаг привода дозировочного насоса посредством гибкой тяги – к балансиру станка-качалки. Подача насоса (0,4–0,63 л/ч) обеспечивается регулятором длины хода плунжера дозировочного насоса и изменением мест крепления тяги к рычагу насоса и балансиру станка-качалки. Глубинные дозаторы (ДГ) применяются с контейнером из насосно-компрессорных труб. Устройство дозирования представляет собой плунжерный насос, состоящий из подвижных и неподвижных частей и действующий за счет циклического изменения длины колонны НКТ при работе штангового насоса. Для регулирования подачи (0,04–0,2 л/час) применяется регулировочный винт, с помощью которого устанавливается длина хода плунжера, и фиксируется до спуска НКТ [19].

Также практикуется ручная или машинная периодическая заливка реагента в затруб скважины. Заливка в затрубное пространство скважины свободным потоком выполняется с учетом того, что в затрубном пространстве скважины плотность нефти на 15–20 кг/м³ ниже, чем дегазированной нефти, и реагент свободно достигает приема насоса.

В начале 2000–х годов начали применять тоненькие трубки от устья до приема насоса для подачи реагента непосредственно на прием насоса (рисунок 10).

На УЭЦН применяют также полиэтиленовую трубку в качестве четвертой жилы бронированного питающего ПЭД-кабеля, что позволяет подавать реагент непосредственно на прием насоса, а при необходимости – даже ниже ПЭДа.

Одним из возможных способов химического предупреждения АСПО может быть закачка ингибитора в пласт. Последний играет роль естественного дозатора. Закачку ингибитора в чистом виде или в растворенном состоянии закачивают обычно

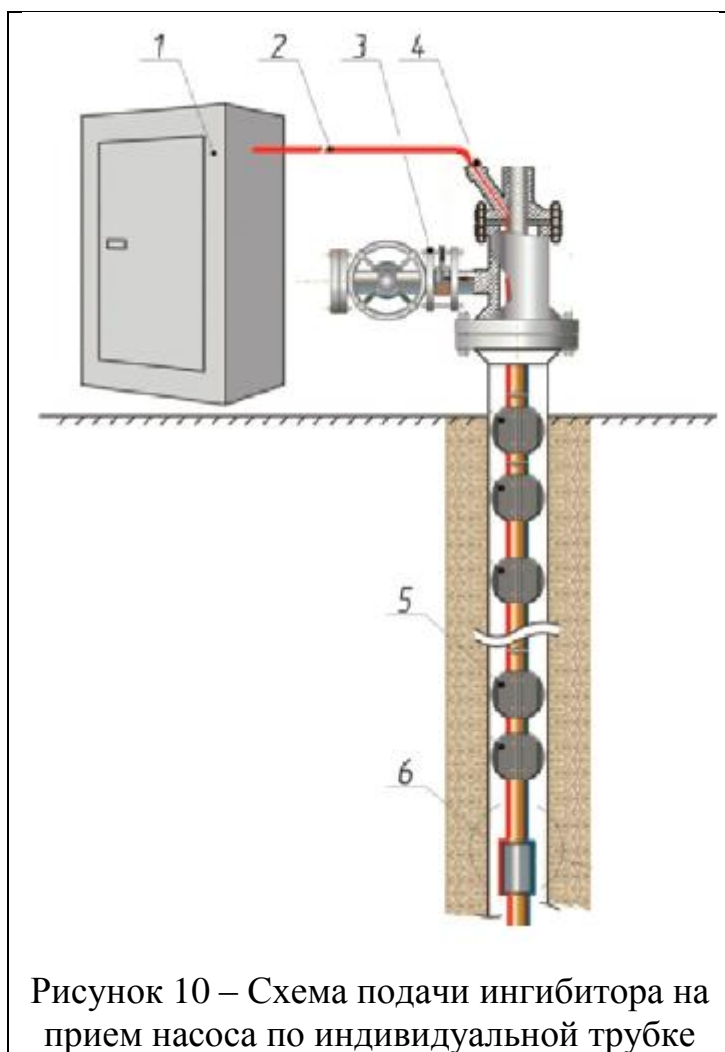


Рисунок 10 – Схема подачи ингибитора на прием насоса по индивидуальной трубке

при ПРС, однако в случае хорошей приемистости пласта закачивают без выполнения ПРС. Этот способ в любом случае трудоемок, а эффективность пласта как дозатора не всегда высока [19].

Тепловые методы предупреждения АСПО

Практика показала, что при подъеме добываемой жидкости от забоя к устью скважины происходит ее существенное охлаждение до температуры ниже точки помутнения, что является основной причиной образования отложений на внутренних стенках НКТ.

Опыт показал, что компенсация тепловых потерь в скважине с использованием нагревательных кабелей является наиболее универсальным и эффективным методом предотвращения отложений АСПО, гидратообразований, а также снижения вязкости добываемой жидкости.

Существенным недостатком применявшихся нагревательных кабелей являлось то, что возможности изготовления токопроводящих жил ограничивались тремя металлами: медь, сталь, алюминий.

Нагревательные кабели с медными токопроводящими жилами имеют низкие омические сопротивления, а нагревательные кабели со стальными токопроводящими жилами, напротив, имеют высокие омические сопротивления. В связи с этим, для обеспечения нужного температурного режима при непрерывном прогреве, в первом случае требуются большие токи, во втором случае – большие напряжения. Выход из положения был найден путем разработки сталемедных токопроводящих жил с различным соотношением числа стальных и медных проволок.

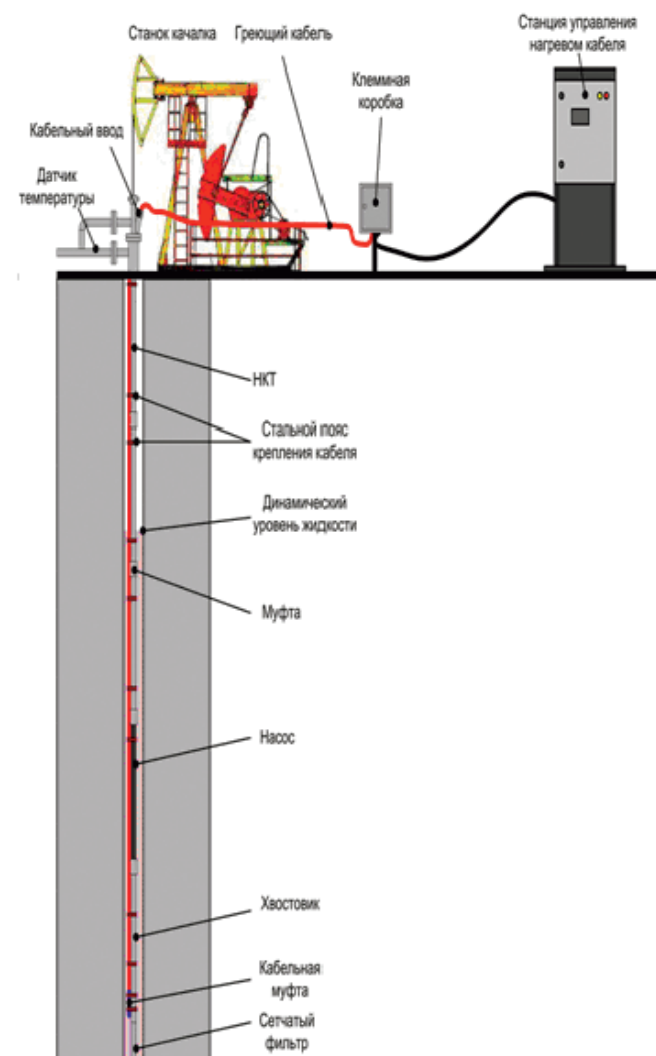


Рисунок 11 – Компоновка оборудования нагревательной кабельной линии в добывающей скважине

Нагревательные кабельные линии (рисунок 11) монтируются на внешней поверхности колонны НКТ с использованием кабельных протекторов и поясов крепления кабеля. Нижний конец кабеля соединяется в звезду специальной законцовкой, верхний конец кабеля соединяется со станцией управления.

При разработке учитывались следующие основные требования к оборудованию:

- обеспечение возможности непрерывного прогрева НКТ по всему интервалу отложений;
- обеспечение расчетной мощности линейных нагревателей, соответствующих параметрам конкретной скважины для нагрева жидкости не ниже температуры помутнения;
- обеспечение защиты линейных нагревателей от перегрева и снижения сопротивления изоляции ниже 0,5 МОм;
- обеспечение максимального снижения потерь тепловой мощности в горную породу;
- обеспечение защиты линейных нагревателей при проведении СПО;
- обеспечение возможности двухфункционального использования линейных нагревателей в нагревательном и силовом режиме для одновременного прогрева НКТ и питания ПЭД установки ЭЦН [19].

Подбор режима работы скважинного оборудования для предотвращения отложений парафина

Исследования позволили установить связь между скоростью движения газожидкостной смеси в подъемных трубах и интенсивностью отложения АСПО (рисунок 12) [12].

С ростом скорости движения интенсивность отложений сначала возрастает, что объясняется увеличением турбулизацией потока и увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности труб. Дальнейший рост скорости приводит к уменьшению интенсивности отложений: большая скорость

движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии и выносить их из скважины.

Также движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем и объясняется резкое снижение отложений АСПО в интервале 0–50м от устья скважины. При больших скоростях движения поток охлаждается медленнее, чем при малых, что также замедляет процесс парафиноотложения [12].

Физические методы предупреждения АСПО

Физические методы предупреждения АСПО реализуются следующими



Рисунок 12 – Зависимость интенсивность отложений I АСПО от скорости движения нефти v и вида покрытия: 1–сталь, 2–эпоксидная смола, 3–стекло способами:

- а) магнитными индукторами (рисунок 13);
- б) применением ультразвуковых колебаний;
- в) применением электромагнитного воздействия;
- г) применением резонансно–волновых устройств.

В добываемом продукте почти всегда очень много ферромагнетиков – веществ с большим магнитным моментом. Элементы оборудования скважины подвергаются электрохимическим процессам коррозии и механическому износу

при трении деталей, а также абразивному – из-за наличия твердых частиц в потоке жидкости.

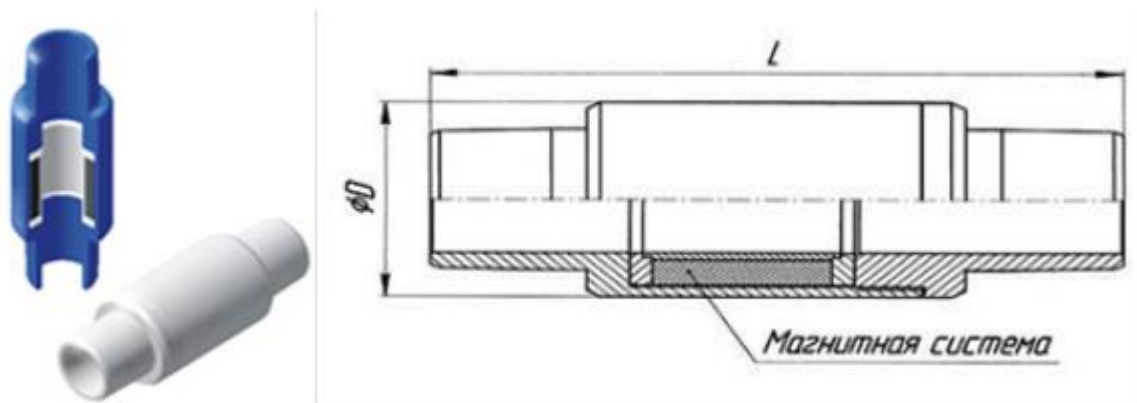


Рисунок 13 – Магнитный индуктор

Водонефтяная эмульсия, поступающая в скважину, содержит в своем составе примеси железа в типичных концентрациях 10–100 г/т. Эти примеси сформированы, в основном, в форме агрегатов ферромагнитных микрокристаллов железа. При прохождении нефтяного потока через область магнитного поля происходит разрушение агрегатов ферромагнитных микрокристаллов железа на отдельные субмикронные частицы длиной 0,3–0,5 мкм, диаметром в 7–9 раз меньше длины, массой порядка 10–14 г. Так как в каждом агрегате содержится от нескольких сотен до нескольких тысяч микрочастиц, то разрушение агрегатов приводит к резкому 100–1000-кратному увеличению концентрации центров кристаллизации парафинов.

Поскольку скорость радиального перемещения включений пропорциональна их объему, то при увеличении количества центров кристаллизации в 100 раз во столько же раз уменьшится средний размер кристаллов парафина и в 100 раз уменьшится скорость переноса парафинов к стенке трубопровода. В результате разрушения агрегатов кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объемной, устойчивой взвеси, а скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров выпавших совместно со смолами и асфальтенами в твердую фазу кристаллов парафина, т.е. тоже в 100 раз [19].

Основной принцип работы устройства «ШТОРМ УКМ НП» 2-го поколения основан на ударно-резонансно-частотных сигналах радиочастотного спектра излучения с определенной частотой магнитогидродинамического резонанса (рисунок 14). С помощью расположенного на трубопроводе излучателя происходит передача и воздействие преобразованных радиочастотных сигналов в свободные магнитогидродинамические мощные резонансные импульсы.

Под воздействием ударно-резонансных радиочастотных волн (импульсов) вырабатываемых запрограммированным генератором самого устройства, на молекулярном уровне происходит изменение физических свойств обрабатываемой среды. Происходит отталкивание одноименно заряженные ионов от стенок труб и оборудования, вызывая при этом образование кластеров и затем их упорядочивание, поэтому кристаллизация происходит не на стенках труб и оборудования – а в самом объеме жидкой среды.



Рисунок 14 – Устройство «ШТОРМ УКМ НП»

Так же под воздействием резонансных колебаний происходит разрушение уже имеющихся парафиновых, АСПО и других отложений на нефтепромысловом оборудовании. Передаваемый сигнал двигаясь вдоль стенок труб придает целенаправленное движение молекулам образовавшим уже твердые наслоения, тем самым отталкивая их друг от друга, то есть постепенно разрушая твердые осадки отложений парафинов и АСПО [9].

Растворы щелочноземельных металлов, парафины, смолы и асфальтены, содержащиеся в пластовом флюиде и поступающие в скважину, могут достичь сверхнасыщенного состояния при изменении термобарических условий, тем самым вызывая образование твердых отложений во внутрискважинном оборудовании.

Электромагнитные поля, создаваемые устройством РВК «Пилот-1» (рисунок 15), инициируют образование однородных кристаллов в растворе, а не на поверхности металла. По данным разработчиков, межоперационный период по депарафинизации увеличивается в два и более раз.

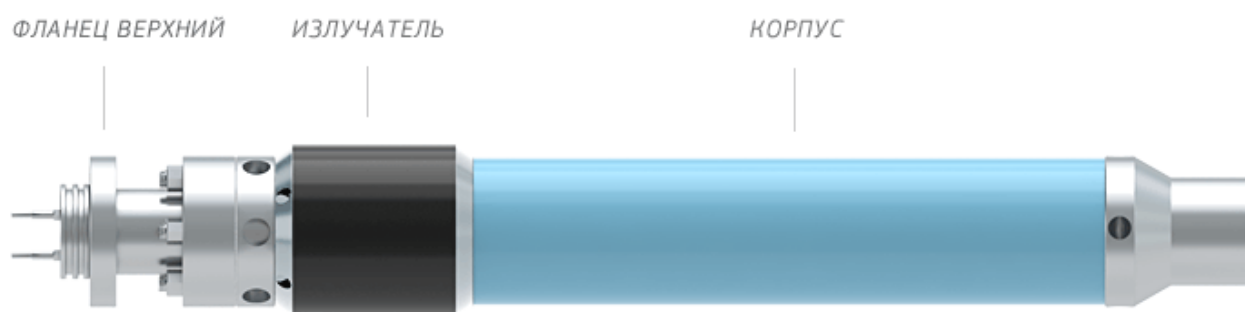


Рисунок 15 – Элементы РВК «Пилот-1»

Рассмотрев основные методы предупреждения образования отложений АСПО перейдем к методам борьбы с ними.

Тепловые методы удаления АСПО

Тепловые методы основаны на свойстве парафина плавиться при температурах выше 50 °С и, стекая с нагретой поверхности, освобождать ее.

Воздействие высокой температуры требует применения специального источника тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений или вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины.

В настоящее время используют следующие технологии с применением:

- горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;
- острого пара;
- электрических печей наземного и скважинного исполнения;
- агентов, взаимодействие которых приводит к химической реакции, сопровождающейся выделением тепла [12].

Одним из основных методов борьбы с АСПО в скважинном оборудовании был и остается метод промывки скважин горячей нефтью объемом от 18 до 27 м³ при температуре 95–105 °С. При горячих промывках нефть используется как:

- а) теплоноситель;
- б) растворитель АСПО;
- в) промывочная жидкость.

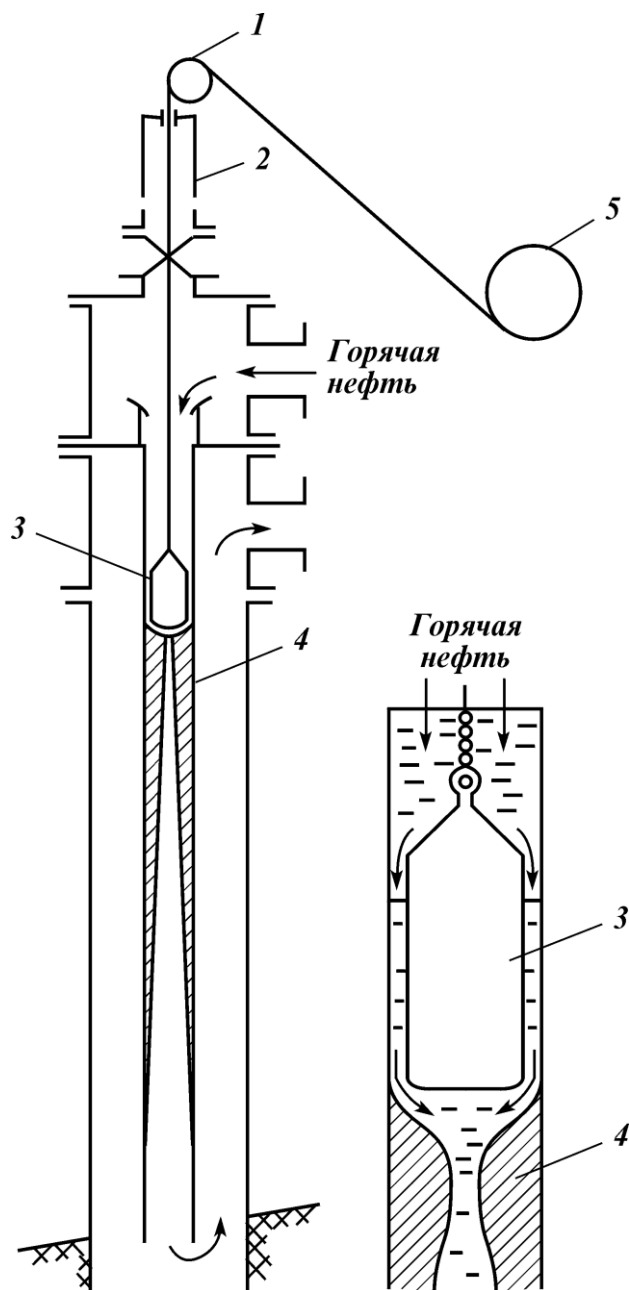
Норма времени на непосредственную обработку скважины без учета времени на заправку нефтью и времени на дорогу составляет 2,8–3 часа, с учетом всего – 3,5–4,5 часа.

Горячая промывка скважин производится в основном СШНУ (рисунок 16). При эксплуатации УЭЦН с обводнением продукции до 35 % применяются скребки, при обводнении свыше 35 % отложения АСПО незначительные.

Недостатки:

1. невозможность удаления АСПО на глубинах ниже 600–700 метров,

2. использование значительного количества товарной нефти, которую необходимо снова поднять скважинным насосом, транспортировать на УПН и подготовить до товарной кондиции.



1-направляющий ролик, 2-лубрикатор, 3-плунжер, 4-парафин, 5-лебедка с канатом.

Рисунок 16 – Схема оборудования скважины для депарафинизации горячей нефтью по центральной схеме с применением плунжера

3. на время промывки и откачки закачанной в скважину нефти скважина исключается из процесса добычи нефти из пласта, проходя при этом период выхода на режим (в процессе промывки происходит частичное или полное глушение скважины с задавкой в призабойную зону воды из ствола скважины),

4. используемая для горячей обработки нефти является пожароопасным веществом,

5. при несоблюдении технологических режимов проведения промывок не исключена возможность проливов нефти и загрязнения территории.

При дальнейшей транспортировке нефти, насыщенной парафином при высокой температуре, имеет место вторичное выпадение парафина в трубопроводе из-за снижения температуры потока. При этом процесс формирования вторичных отложений может оказаться настолько интенсивным, что после 3-4 тепловых обработок возможно образование парафиновой пробки в выкидной линии. Аналогичные случаи возможны и при промывке скважины горячей водой или обработке паром. В целях предотвращения формирования отложений при вторичном выпадении парафина из раствора необходимо в теплоноситель вводить либо ингибитор отложения парафина, либо поверхностно-активные вещества, обладающие свойством диспергирования смолопарафиновой массы [19].

Для горячей промывки скважин в настоящее время применяются агрегаты АДПМ-12/150. Принцип работы агрегата следующий: нефть из автоцистерн забирается насосом и подается в змеевик котла, где нагревается и закачивается в скважину. Температуру нагрева можно регулировать изменением производительности насоса. Оптимальная работа достигается обычно при температуре 95–105°C. В качестве топлива для котла используется дизельное топливо. При отсутствии АДП нефть или воду нагревают в емкостях или автоцистернах при помощи передвижных паровых установок ППУ-3М. ППУ изготавливаются на базе вездеходных автомобилей «КамАЗ», «Урал». Принцип

работы ППУ такой же, как у АДП. Производительность ППУ – 1–1,2 тонны пара в час при температуре пара до 300°C.

Разрешенное рабочее давление – до 10 МПа. В последнее время выпускается передвижная паровая установка ППУА-1200/100 производительностью 1200 кг/ч с температурой пара 310°C. При нагревании нефти с помощью ППУ в открытых емкостях температуру выше 90°C поднимать не рекомендуется во избежание выброса нефти из емкости из-за вскипания. Нагретую в емкости нефть закачивают при помощи промывочных агрегатов.

Перед началом горячей промывки нагнетательную линию опрессовывают на давление, превышающее ожидаемое в 1,5 раза. Агрегат АДП устанавливают не ближе 25 метров от скважины. При горячей обработке следят за давлением, расходом и температурой рабочей жидкости. Все данные записывают в журнал учета горячих промывок, который ведет инженер-технолог для анализа депарафинизации скважин [19].

Пропарка затрубного пространства

Этот способ депарафинизации применяется в тех скважинах, где динамический уровень составляет 400–500 метров и более. Перед пропаркой затрубный газ желательно не стравливать, так как при стравливании газа поднимается уровень жидкости в затрубном пространстве, и глубина тепловой обработки уменьшается.

В зависимости от дебита скважины для закачки пара в затрубное пространство скважины используют одну или две ППУ. При дебите не более 20 т/сут., как правило, используют одну ППУ. В отдельных случаях для увеличения глубины тепловой обработки с помощью ППУ применяют технологию круговой циркуляции жидкости. Для этого полость НКТ соединяется с затрубным пространством, закрывается выкидная линия. Жидкость при этом циркулирует из НКТ в затрубное пространство. ППУ подключают к затрубному пространству [19].

Наиболее целесообразно применять ППУ для очистки манифольдов, арматуры и трубопроводов в зоне расположения скважины.

Механические методы удаления АСПО

Они осуществляются с помощью скребков различной конструкции, а в трубопроводах – с помощью резиновых торпед и шаров, различного рода поршней и даже ледяных шаров.

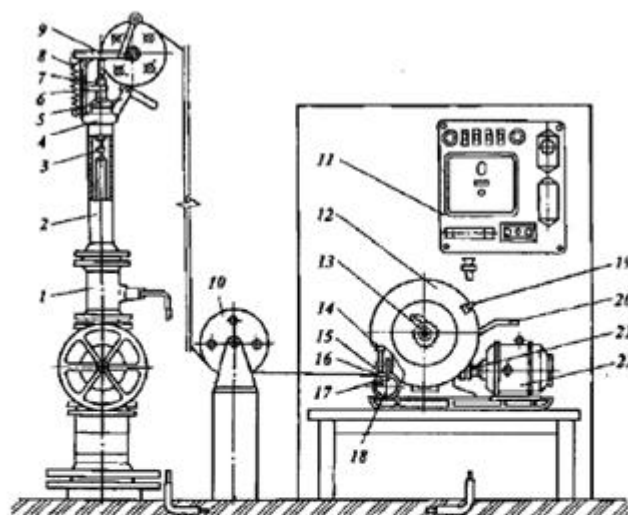
При эксплуатации скважин УЭЦН, УЭВН и фонтанным способом насосно-компрессорные трубы очищают специальными скребками (рисунок 17).

Скребки состоят из подвижной (3) и неподвижной (2) пластинок, к которым привариваются ножи (4). Для ускорения спуска и предотвращения подброса скребка потоком к неподвижной пластине прикрепляется грузик (1). Скребок спускается на серье (5) и скребковой проволоке (6), которая наматывается на барабан ручной или механической лебедки. Для спуска скребка на устьевой или фонтанной арматуре устанавливается лубрикатор с сальником, через который пропускается проволока [19].

Скребковая проволока в основном применяется

диаметром 1,6, 1,8 и 2

мм. Не допускается применение погнутой, деформированной, сплюснутой и коррозированной проволоки. Использование некачественной проволоки может привести к ее обрыву при подъеме скребка. Если при спуске скребок идет с



- 1 – индукционный датчик ДИ-3; 2 – лубрикатор;
3 – скребок; 4 – хомут; 5 – кронштейн; 6 – грундбукса;
7 – уплотнитель; 8 – пружина; 9 – рычаг ролика;
10 – оттяжной ролик; 11 – блок управления;
12 – барабан лебедки; 13 – храповик; 14 – укладчик;
15 – кольца; 16 – пружина; 17 – головка; 18 – червяк;
19 – узел счетчика; 20 – рукоятка тормоза; 21 – муфта;
22 – электродвигатель.

Рисунок 17 – Принципиальная схема депарафинизационной установки АДУ-3

остановками, во избежание его подброса дебит скважины уменьшают или останавливают ее до окончания спуска скребка. Подъем скребка производится только при работающей скважине [19].

«Летающий» скребок опускается в НКТ без проволоки. Ниже отложений парафина в НКТ устанавливается специальное ограничительное кольцо или нижний амортизатор, о который ударяется «летающий» скребок при падении в скважину. При этом раскрываются специальные лепестки, увеличивая сопротивление движению жидкости, и скребок поднимается вверх. Ударяясь о верхний амортизатор, лепестки складываются, и скребок снова падает вниз.

Для нормальной работы «летающего» скребка требуется тщательная подготовка внутренней поверхности НКТ, устранение выступов, овальности труб, заусенцев в стыках НКТ, которые приводят к застреванию скребков. Это и ограничило применение «летающего» скребка [19].

Применение растворителей АСПО для ликвидации осложнений в скважинном оборудовании и в трубопроводах

Разработка высокоэффективных растворителей – сложный и продолжительный процесс, требующий проведения многочисленных лабораторных и промысловых испытаний. Кроме нафтеновых углеводородов, в состав растворителей входят ароматические углеводороды, диспергирующие присадки, моющие ПАВы и другие, в зависимости от конкретных условий применения.

Например, растворитель АСПО ПРАЛЬТ НК – эффективный химический реагент широкого спектра действия, способный удалить АСПО с различным соотношением асфальтенов, смол и парафинов. Реагент обладает высокой растворяющей, диспергирующей способностью и значительной концентрацией насыщения. Предлагается производителем к использованию в производстве следующих модификаций:

- Пральт НК-1 – предназначен для удаления АСПО с преимущественным содержанием смол и асфальтенов. Подходит для обработки призабойной зоны пласта перед кислотной обработкой.

- Пральт НК-2 – универсальный растворитель. Разработан для удаления из нефтепромыслового оборудования АСПО сложного, смешанного состава.
- Пральт НК-3 – растворитель для удаления АСПО парафинистого типа. Обладает хорошими диспергирующими свойствами.
- Пральт НК-4 – предназначен для удаления и ингибирования гидратных и парафино-гидратных отложений в скважинах, системах нефтесбора и транспорта нефти.

Или такой продукт как Efril – растворитель АСПО комплексного действия, на основе ароматических углеводородов, с пакетом присадок и ПАВ.

Разновидности данного продукта:

- Efril 317D применяется для: обработки нефтяных скважин с целью удаления и профилактики возникновения асфальтеносмолопарафиновых и коррозионных отложений на поверхности внутрискважинного оборудования;

а) обработки оборудования внутринефтепромыслового сбора и транспорта нефти с целью удаления и профилактики возникновения асфальтеносмолопарафиновых и коррозионных отложений на их внутренней поверхности;

б) снижения вязкости реологически сложных нефтей с целью облегчения их транспортировки путем прямого смешения.

- Efril 317K углеводородный растворитель для удаления отложений сложного состава (органических и неорганических соединений).
- Efril 317M углеводородный растворитель для удаления гидратопарафиновых отложений.

При изготовлении растворителей не допускается попадание в состав товарного продукта агрессивных или ядовитых веществ, вызывающих коррозию металла или влияющих на здоровье работающего с растворителем персонала.

Термохимические обработки скважин

Самым распространенным способом стала технология промывки скважин раствором моющих веществ в горячей пресной воде. Суть технологии промывки

скважин раствором ПАВ в пресной воде в целях депарафинизации следующая. На головных сооружениях месторождений у котельных устанавливается емкость с пресной водой, которая нагревается до температуры 60–70 градусов. В автоцистерны, предназначенные для перевозки промывочной жидкости, наливается необходимое количество ПАВ, потом в эти же цистерны набирается горячая вода. При этом в цистерне образуется раствор ПАВ необходимой концентрации.

При необходимости раствор образуется путем перемешивания с помощью насосного агрегата. Далее водный раствор ПАВ доставляют на скважину.

Объем горячего раствора ПАВ для промывки одной скважины с СШНУ составляет 30–40 м³. Успешность операций при промывках скважин, оборудованных СШНУ, достигает 90–95 % и выше.

На скважинах, оборудованных УЭЦН, вышеизложенную технологию термохимической обработки не рекомендуется применять из-за многочисленных случаев заклинивания ЭЦН после промывки. Причина этому – несовместимость пресной и пластовой воды при перемешивании. Образование многочисленных микрокристаллов солей CaCO_3 и CaSO_4 на ступенях насоса приводит к торможению и заклиниванию насоса.

В качестве моющего ПАВ каждое предприятие применяет свой состав. Обычно оптимальное соотношение ингредиентов, а также концентрация ПАВ в пресной воде, подбирается в лабораторных условиях, потом корректируется по результатам промысловых испытаний. В составе ПАВ присутствует, кроме моющих веществ, и определенное количество ингибиторов АСПО. Общая концентрация ПАВ в пресной воде достигает 1–1,5%, поэтому термохимическая обработка по дороговизне не уступает горячим обработкам нефтью [19].

1.2 Отложения неорганических солей и методы борьбы с ними

На поздней стадии разработки месторождений отложения неорганических солей на скважинном оборудовании, в трубопроводах системы сбора и

подготовки нефти, а также в системе утилизации сточной воды являются одним из серьезных осложняющих факторов.

На скважинном оборудовании, в системе сбора и ППД, в технологических трубопроводах и оборудовании установок подготовки нефти чаще всего выпадают следующие неорганические соли:

1. Гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и ангидрит CaSO_4 ;
2. Карбонаты кальция CaCO_3 (кальцит);
3. Галит NaCl ;
4. Сульфиды железа FeS ;
5. Комплексные соли (смесь солей).

Также обнаруживаются отложения сульфата бария BaSO_4 – барит и карбонат магния – магнезит MgCO_3 . Эти соли откладываются совместно с АСПО, мехпримесями, продуктами коррозии.

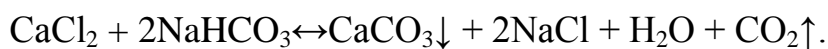
Образование отложений CaCO_3 происходит вследствие:

- а) падения давления, при котором высвобождается CO_2 ;
- б) изменения давления или температуры, что приводит к ухудшению растворимости. С повышением температуры растворимость карбоната кальция ухудшается и образуется осадок (например, накипь в чайнике);
- в) смешивания двух жидкостей, несовместимых по химическому составу;
- г) увеличения рН пластовых и сточных вод;
- д) применения ПАВ, ингибиторов и других химических элементов, способствующих кристаллизации кальцита [19].

В течение эксплуатации месторождения давление в призабойной зоне понижается, и на многих месторождениях из нефти выделяется газ уже на забое. Растворенный в пластовой воде CO_2 переходит в газообразное состояние, что приводит к образованию отложений CaCO_3 .

Даже если CO_2 не выделяется, одно давление может привести к ухудшению растворимости. Раствор становится сверхнасыщенным, а это приводит к отложению CaCO_3 .

Отложения карбоната кальция (кальцит) CaCO_3 из-за несовместимости вод часто встречается в нефтепромысловой практике. Пример несовместимости вод – взаимодействие хлоркальциевых вод с бикарбонатом кальция:



По мере повышения температуры возможность отложения CaCO_3 увеличивается.

Снижение давления в системе «газ – вода», приводящее к соответствующему снижению парциального давления CO_2 , может быть одной из причин уменьшения растворимости кальцита и выпадения его в осадок. Именно этот процесс вызывает частое отложение кальцита на стенках НКТ в добывающих скважинах выше глубины начала разгазирования нефти или выше точки ввода газа в НКТ в газлифтных скважинах.



Рисунок 18 – Методы предотвращения отложений неорганических солей

Правильный выбор метода предотвращения отложения солей можно сделать на основе всестороннего изучения причин, условий и зон образования

отложений солей. Основные существующие методы и способы предотвращения отложения солей показаны на рисунке 18 [19].

Предупреждение выпадения отложений кальцита:

1. Технологические методы – обоснованный выбор источников водоснабжения систем поддержания пластового давления, не допускающий выпадения солей в пласте и в скважинах, соблюдение невысокого температурного режима, недопущение смешения вод и другие.

2. Применение эффективных ингибиторов.

3. Применение труб с внутренним гладким покрытием.

4. Применение стеклопластиковых труб [19] [12].

Удаление отложений кальцита

Основной метод удаления кальцита из трубопроводов, НКТ и другого нефтепромыслового оборудования – это соляно–кислотные обработки. Если товарная кислота 24–27% концентрации, то для обработки скважин и трубопроводов применяют 7–12% раствор соляной кислоты:



Отложения сульфата кальция (сернокислый кальций, гипс).

Отложения $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ образуются из-за смешивания вод, несовместимых по химическому составу. На процесс образования отложений оказывают влияние давление, температура и химический состав воды. Существует несколько кристаллических форм CaSO_4 , которые имеют разную растворимость при разных условиях.

Обобщение литературных данных позволяет выделить следующие основные причины увеличения сульфатности попутных вод и выпадения из них гипса на нефтепромысловом оборудовании при разработке месторождений: [19], [12].

1. Выщелачивание гипса и ангидрита, содержащегося в скелете пласта, закачиваемой пресной водой.

2. Обогащение попутно-добываемой воды сульфатными ионами за счет погребенных (остаточных) вод.

3. Окисление сульфидов, имеющих в пласте, а также серосодержащих компонентов нефти, до сульфатов кислородом воздуха, привносимым с закачиваемыми водами.

4. Поддержание пластового давления путем закачки несовместимых с пластовыми пресными или сточных вод повышенной сульфатности.

5. Переток чуждых сульфатных вод из-за некачественного цементирования или негерметичности обсадной колонны.

6. Изменение термодинамических условий газоводонефтяной смеси при подъеме жидкости из скважины и в установках по подготовке нефти.

Предотвращение отложений гипса

На практике нашли применение такие ингибиторы солеотложений, как ПАФ–1, ПАФ–13, СНПХ 5301, СНПХ–5313 и другие. Их дозирование строго контролируется и определяется по формуле:

$$P = \frac{(P_0 \cdot Q_v)}{1000}$$

где P – количество ингибитора, кг/сут.; P_0 – норма дозировки, г/т; Q_v – дебит скважины по воде, т/сут. [19], [12].

Нормы дозировки обычно составляют 20–50 г/т.

Способы применения.

- Дозировка в затруб дозировочными насосами.
- Дозировка под прием глубинного насоса по полиэтиленовым трубкам.
- Периодическая заливка в затруб.
- Закачка в пласт совместно с кислотными композициями при ПРС.
- Закачка в пласт без подъема подземного оборудования.

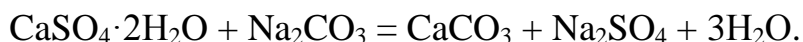
Для предотвращения отложений гипса применяют следующее.

- Гладкие покрытия внутренней поверхности труб.
- Технологические методы, предотвращающие условия образования солей.
- Обработка физическими полями – магнитными, ультразвуковыми.

Удаление гипса

В большинстве случаев скважинное оборудование с отложениями гипса выводят из эксплуатации (например, в утиль: НКТ разрезают на металлолом). Если гипс образовался на забое, то разбуривают и проводят повторную перфорацию, после чего закачивают в пласт ингибитор отложения солей. Если отложения гипса имеют рыхлую структуру, то для их растворения применяют 10–15% раствор карбоната натрия (техническая кальцинированная сода).

Конверсия гипса происходит по следующей реакции:



Получившийся карбонат кальция удаляют соляной кислотой, а сульфат натрия хорошо растворим в воде [19], [12].

Сульфид железа FeS

По данным лабораторного анализа осадков, содержание сульфида железа в отложениях на скважинном оборудовании колеблется от 20–70%.

Сульфид железа представляет собой рыхлую черную массу, которая хорошо агрегируется с солями и АСПО, часто играет роль стимулятора образования кристаллов солей, коррозии и АСПО в зоне приема насоса, забивая при этом фильтры и рабочие органы насосов, которые находятся ниже интервала образования АСПО в обычных условиях.

Содержание ионов железа в исходной воде достигает 650 мг/л. Таким образом, закачивая воду с большим содержанием железа в пласт, где содержится сероводород H_2S , мы создаем условия для образования сульфида железа непосредственно в пласте.

Удаляют сульфид железа обработкой 7–10 %-ным раствором соляной кислоты. Например, для обработки УЭЦН применяют 7 %-ный раствор соляной кислоты в объеме 10 м³, продавливая его 20–25 м³ пресной воды. Большой объем пресной воды применяется для нейтрализации непрореагировавшей кислоты, чтобы снизить коррозионную активность жидкости.

Из известных способов предотвращения отложения неорганических солей наиболее эффективным и технологичным в настоящее время является способ с применением химических реагентов – ингибиторов отложения солей. К

ингибиторам солеотложения предъявляются жесткие требования, которые можно подразделить на общие и специальные.

Общие требования к ингибиторам следующие:

- должны иметь сертификат на применение, выданный центром сертификации и стандартизации;
- не должны повышать коррозионную активность среды, в которой они растворены;
- не должны способствовать повышению стойкости водонефтяной эмульсии;
- должны быть безопасными для обслуживающего персонала и безвредными для окружающей среды;
- остаточное содержание ингибиторов в различных по составу растворах должно аналитически определяться в промышленных условиях;
- каждый ингибитор должен иметь технологическую характеристику применения, предельно-допустимую концентрацию в воде и воздухе, а также рекомендации по безопасному ведению работ;
- не должны оказывать отрицательного воздействия на технологические процессы добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти, в том числе и при применении в них химических продуктов для других целей [19].

Специальные требования:

- должны обладать способностью предотвращать отложение неорганических солей при малых концентрациях реагента;
- должны быть совместимы с пластовыми, попутно-добываемыми и нагнетаемыми водами различного состава и хорошо растворяться в них;
- должны быть стабильными при хранении и транспортировке [19].

При этом все ингибиторы подразделяются на две группы: однокомпонентные, представленные одним типом химического соединения, и многокомпонентные, составленные из разных химических соединений.

Все однокомпонентные ингибиторы, на основании различий в химической природе, подразделяются на анионоактивные и катионоактивные.

К анионным ингибиторам относятся: производные карбоновых кислот (полимерные соединения акрилового ряда, сополимеры на основе малеинового ангидрида); производные сульфокислот; фосфоропроизводные (неорганические полифосфаты, органические фосфаты).

К катионным ингибиторам относятся полиалкиленамины, моноамины, четвертичные аммониевые основания, полиэтоксилированные амины.

Многокомпонентные ингибирующие композиции готовятся из двух или более компонентов и подразделяются на две подгруппы:

1) Составы, в которых один из компонентов не является ингибитором отложения солей. Обычно, кроме собственно ингибитора солеотложения, такие составы содержат ПАВ неионогенного типа, которое или усиливает действие ингибирующего компонента, или имеет другое самостоятельное значение, но не ухудшает при этом действия ингибирующего компонента.

2) Составы, в которых все компоненты являются ингибиторами отложения неорганических солей. При смешении ингибиторов получают синергетический эффект ингибирующего действия. В качестве исходных ингредиентов для получения синергетической многокомпонентной композиции используют различные классы ингибиторов. Обычно встречаются комбинации анионных ингибиторов с катионными [19].

1.3 Коррозия скважинного и промышленного оборудования

Коррозия – это разрушение металла (стали) под воздействием внешних сил. Коррозия металлов – самопроизвольное разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с внешней средой. При коррозии металла происходит не только потеря его массы, но и снижение механической прочности, пластичности и других свойств [12].

Борьба с коррозией – это не только продление срока службы нефтегазопромыслового оборудования, снижение эксплуатационных затрат на его ремонт, улучшение технико-экономических показателей добычи и подготовки нефти на промыслах. В конечном счете – это охрана окружающей среды, водоемов и рек от загрязнения нефтью, газом и сопутствующими отходами при добыче нефти, например, сточной водой.

Коррозионные процессы классифицируются по видам коррозионных разрушений, типу коррозионного разрушения, характеру взаимодействия металла со средой, условиям протекания процесса.

По виду разрушения:

- сплошная (коррозия протекает по всей поверхности металла);
- местная (коррозия локализуется на отдельных участках поверхности);
- общая, которая в свою очередь делится на: равномерную (коррозия протекает с одинаковой скоростью по всей поверхности металла);
- неравномерную (коррозия протекает на различных участках поверхности с неодинаковой скоростью); избирательную (коррозия разрушает отдельные компоненты сплава).

По типу разрушения:

- коррозия пятнами (диаметр поражений больше их глубины);
- язвенная (глубокое поражение участка поверхности ограниченной площади);
- точечная или питтинговая (малые поперечные размеры при значительной глубине);
- сквозная (разрушение металлического изделия насквозь в виде свищей);
- нитевидная (разрушение металла под слоем неметаллических покрытий в виде нитей);
- подповерхностная (начинается с поверхности, но преимущественно распространяется под поверхностью металла, вызывая его вспучивание и расслоение);

- межкристаллитная (разрушение сосредоточено по границам зерен металла или сплава);
- ножевая (протекает вдоль сварного соединения в сильно агрессивных средах);
- коррозионное растрескивание (протекает при одновременном воздействии коррозионной среды и растягивающих остаточных или приложенных механических напряжениях) [12].

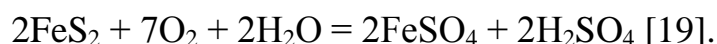
По характеру взаимодействия металла со средой:

- химическая;
- электрохимическая;
- микробиологическая;
- комплексная.

Наибольшую опасность в связи с высокой коррозионной активностью представляют сульфатвосстанавливающие, нитрофицирующие, тионовые и железобактерии. Бактериальная коррозия промышленного оборудования представлена, в основном, сульфатвосстанавливающими и тионовыми бактериями. Эти бактерии не реликтовые для пластовых условий, а заносятся с поверхности пресной водой, подземным оборудованием и другими способами.

Последние считаются особенно опасными, поскольку вызывают питтинговую коррозию (похожую на сверление), скорость которой в десятки раз выше общей скорости коррозии.

В результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающими бактериями образуется сероводород, который, реагируя с ионами железа, образует сульфид железа, а соединяясь с растворенным кислородом – серную кислоту:



На скорость протекания и распределения коррозии подземного и наземного оборудования оказывают влияние следующие группы факторов:

1. Технические и технологические факторы при добыче нефти (тип скважины; способ добычи нефти; производительность и режим движения в скважине газожидкостной смеси; давление на забое и устье скважины и распределение температуры по ее стволу; уровень жидкости и состав газовой воздушной среды в затрубном пространстве скважины).

2. Физико–химические свойства и состав добываемой продукции скважин (состав и свойства добываемой нефти; состав и свойства извлекаемой вместе с нефтью пластовой воды; состав и свойства попутного нефтяного газа и содержание в нем коррозионно-активных примесей типа сероводорода и диоксида углерода; соотношение нефти и воды в добываемой продукции и характер распределения этих фаз друг в друге; наличие в продукции скважин органических и неорганических веществ типа парафина, смолы, сульфида железа, карбоната кальция, карбоната магния и карбоната железа, которые могут образовывать защитные пленки на металлической поверхности; наличие абразивных частиц в потоке жидкости типа песка, сульфида железа, кристаллов солей, глины; наличие и проявление жизнедеятельности бактерий; pH среды).

3. Внешние факторы (температура, скорость движения агрессивной среды, давление, концентрация кислорода; время контакта со средой; наличие химических реагентов, применяемых в технологических процессах добычи и подготовки нефти; поляризация внешним током и др.).

4. Внутренние факторы (природа металла; состав металла; кристаллическая структура металла; состояние поверхности металла; напряжения в металле; термодинамическая устойчивость металла и его место в периодической системе элементов; дефекты при сварке металла) [12].

С увеличением содержания воды в продукции скважин происходит расслоение водонефтяной эмульсии и появление воды в качестве отдельной фазы. На металле образуется водная прослойка, что обуславливает активизацию коррозионного процесса, интенсивность которого зависит не только от минерализации воды, но и от наличия в смеси таких компонентов, как сероводород, углекислый газ, кислород, сульфид железа и др.

Наиболее коррозионно-активными являются сероводородосодержащие пластовые и сточные воды. Увеличение обводнённости способствует возрастанию скорости сероводородной коррозии. Характерной особенностью электрохимической коррозии углеродистых сталей в водных растворах сероводорода является образование на поверхности металла черного налета продукта коррозии – сульфида железа. Последний, являясь катодом по отношению к стали, образует с ним гальваническую пару. Это вызывает дополнительную активизацию электрохимического процесса разрушения металла скважинного оборудования.

Немалое влияние на скорость сероводородной коррозии насосных штанг и НКТ оказывает давление среды. В сероводородосодержащих скважинах одним из видов разрушения НКТ и штанг является сульфидное растрескивание в сочетании с различными видами механического воздействия на внутрискважинное оборудование.

Одной из причин интенсивной коррозии скважинного оборудования является наличие в добываемой попутной и закачиваемой сточной воде растворенного кислорода. Чтобы коррозия была незначительной, требуется не превышение содержания кислорода в воде 0,02–5 мг/л, а фактически на месторождениях, где ППД производится пресной водой, содержание кислорода в десять и более раз больше.

Одним из серьезных осложнений в добыче нефти является коррозия ПЭД УЭЦН. Причем выходят из строя из-за коррозии преимущественно ПЭД высокопроизводительных УЭЦН при обводненности продукции 75 % и выше. Применение погружных двигателей антикоррозионного исполнения продлевает срок службы УЭЦН, но не снимает проблему. Причиной интенсивной коррозии ПЭД является сочетание высокоагрессивной среды с высокой температурой корпуса двигателя, при котором электрохимическая коррозия металла имеет максимальную скорость протекания.

Потери металла при коррозии подразделяются на прямые и косвенные. К прямым потерям относятся: стоимость замененного прокорродировавшего

оборудования; затраты на защиту от коррозии, применение ингибиторов, использование лаков, красок, химизация и применение других средств защиты от коррозии, безвозвратные потери металла. Косвенные потери – это потери продукта в результате утечки и загрязнения продукта по причине коррозии, потери производительности, завышенный расход металла в результате увеличения толщины стенок нефтегазопромыслового оборудования в расчете на коррозию [12].

Совершенствование и развитие методов и способов борьбы с коррозией скважинного оборудования

Работа по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования на месторождениях должна быть организована комплексно и по всей технологической цепочке – начиная от забоя добывающей скважины, включая выкидные линии, ГЗУ, нефтесборную систему, ДНС, напорные трубопроводы, УПН, КНС, нагнетательные трубопроводы и заканчивая забоем нагнетательной скважины.

В настоящее время основной метод борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования – **это химический метод**, т.е. подача в скважину и систему сбора ингибиторов коррозии и бактерицидов.

Кроме подачи ингибиторов коррозии в скважину различными способами, применяется и ряд других технологических приемов:

- производится закачка раствора ингибитора в затруб через регламентированный период передвижными насосными агрегатами;
- производятся бактерицидные обработки системы нагнетания ППД ударными дозами (10–20-кратные нормы дозировки) с помощью насосных агрегатов;
- в систему ППД подается с помощью дозирующего устройства в постоянном режиме ингибитор–бактерицид с дозировкой 25–30 г/м³. Это защищает и скважинное оборудование от коррозии.
- При ПРС в жидкость глушения добавляются поглотители сероводорода.

Особые, защитные от коррозии, свойства нержавеющей стали, а также другие свойства, такие как пластичность, прочность, жаростойкость, обеспечивают специальные добавки – **легирующие элементы**. Основным легирующим элементом, обеспечивающим коррозионную стойкость металла, является хром. Чистый хром обладает высокой химической стойкостью, благодаря образованию на его поверхности защитной окисной пленки. При добавлении хрома в сталь он образует с железом твердые растворы и увеличивает его коррозионную стойкость [19].

Легированные стали весьма дороги, поэтому НКТ из легированных сталей применяются редко и только при технико-экономической целесообразности.

Для увеличения МРП скважин, снижения аварийности и объемов списания НКТ из-за коррозии предлагается на скважинах, оборудованных УЭЦН, УЭВН, применять НКТ, футерованные внутри эпоксидной смолой или покрытые эмалью.

Преимущества применения футерованных труб:

- В сильноагрессивных средах при эксплуатации УЭЦН срок службы НКТ увеличивается в 4–5 раз.
- Не меняются прочностные характеристики трубы.
- Применяется стандартное оборудование для спуска и подъема оборудования.
- Не снижаются скорости спуска и подъема оборудования.
- Отложения АСПО и неорганических солей снижаются на порядок.
- Допускаются горячие и термохимические обработки скважин.
- Относительно недорогая стоимость НКТ с внутренним покрытием:
 - а) стоимость повышается в 1,5 раза по сравнению с простыми НКТ, а срок службы увеличивается в 4–5 раз;
 - б) НКТ с внутренним покрытием эпоксидной смолой идентичны по свойствам с НКТ, футерованными эмалью, только температурные напряжения эмаль выдерживает гораздо лучше, чем эпоксидная смола [19].

Применение неметаллического внутрискважинного оборудования

В связи с тем, что коррозия скважинного оборудования имеет комплексный характер – электрохимический, бактериальный, химический и др., оборудование должно иметь такой материал, который мог бы противостоять вышеперечисленным факторам коррозии, а также был бы доступен по стоимости. Таким материалом в настоящее время могут быть композитные материалы – например, стеклопластики, углепластики.

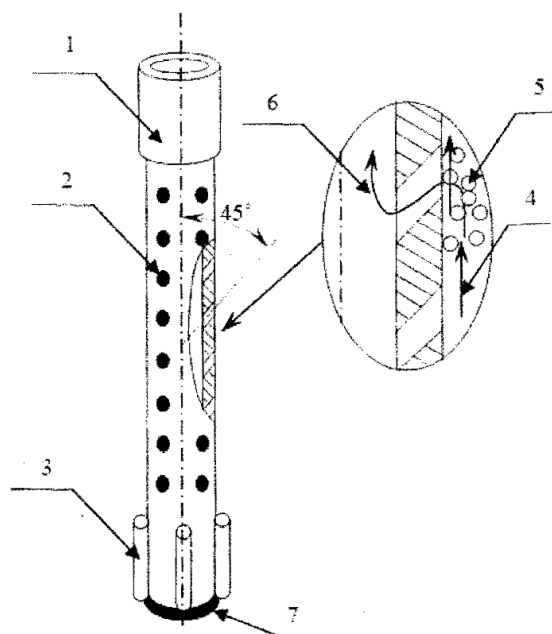
- Исходя из анализа существующего состояния коррозии скважинного оборудования и проведенных промышленных испытаний, предлагается:

- В скважинах, оборудованных СШНУ, применять стеклопластиковые фильтры более совершенной конструкции, предлагаемые сотрудниками ИИНЦ (рисунок 19).

- Применять хвостовики из стеклопластиковых труб.

- В нагнетательных и поглощающих скважинах сточной воды применять стеклопластиковые НКТ.

- В высокообводненных скважинах, оборудованных УЭЦН, УЭВН, применять стеклопластиковые НКТ. На скважинах, оборудованных СШНУ, с обводненностью продукции 80 % и более применять стеклопластиковые насосные штанги. Поскольку коэффициенты линейного термического расширения стеклопластика и стали значительно отличаются,



Схематический вид модифицированного стеклопластикового фильтра: 1 - раструб, 2 - цилиндрические перфорационные отверстия, 3 - центратор, 4 - направление газожидкостной смеси, 5 - пузырьки газа, 6 - направление движения жидкости, 7 - заглушка.

Рисунок 19 – Стеклопластиковый фильтр

поэтому при горячих промывках могут быть полеты НКТ и оборудования. В связи с этим горячие промывки должны быть исключены.

- В глубоких скважинах, где ШГН спускается ниже 1400 м, применять стеклопластиковые штанги. Они в четыре раза легче стальных и значительно уменьшают нагрузку на головку балансира станка-качалки [19].

Защита эксплуатационных колонн скважин от коррозии

Скважины – это основные и очень дорогостоящие объекты нефтедобывающих предприятий. В то же время эксплуатационные колонны – это основной элемент конструкции скважин. Поэтому сохранение целостности эксплуатационных колонн (обсадных труб) скважин – актуальная задача предприятий. По неофициальным данным, на крупных месторождениях нефти с продолжительностью эксплуатации более 20 лет 8–12 % нагнетательных скважин имеют поврежденную колонну. Большинство повреждений имеет коррозионный характер.

На основании вышеизложенного предприятия по добыче нефти должны разрабатывать и применять специальные регламенты по обеспечению целостности эксплуатационных колонн скважин, в том числе от коррозии обсадных колонн. Основные испытанные способы по защите эксплуатационных колонн при закачке сточных вод следующие:

1. Применение надежных пакеров выше интервала перфорации.
2. Заполнение надпакерного пространства специальным защитным составом.
3. При подземных ремонтах скважину промывать поглотителями сероводорода или бактерицидами.
4. После кислотных обработок скважину промывать до чистой воды обратной промывкой.
5. Во время эксплуатации скважины периодически проверять герметичность НКТ и пакера путем контроля затрубного давления.
6. При капитальных ремонтах скважин выполнить диагностику эксплуатационной колонны геофизическими методами, глубинной

видеокамерой и другими способами. В случае невозможности проведения геофизических исследований выполняется поинтервальная опрессовка колонны и косвенные методы определения целостности обсадных труб. При возможности применять катодную защиту[19].

Применение протекторной защиты скважинного оборудования от коррозии

Протекторная защита внутрискважинного оборудования от коррозии может применяться индивидуально или в составе комплексной защиты скважинного оборудования от коррозии в сильноагрессивных средах.

Принцип такой защиты основан на том, что как только поляризация катодных участков внешним током достигает потенциала анода, на всей поверхности металла устанавливается одинаковый потенциал, и локальный ток больше не протекает, т.е. пока к металлу приложен внешний ток, он не может корродировать.

На трубопроводах метод катодной защиты предполагает использование гальванической связи защищаемого металла со вспомогательным анодом. Протекторная защита внутрискважинного оборудования исключает металлическую связь расходомерного электрода с защищаемым оборудованием, что позволяет оптимизировать плотность тока по более значительной площади защищаемой поверхности и стимулировать в результате протекающих электрохимических реакций образование пассивирующих покрытий на поверхности металла НКТ в процессе самой защиты [19].

Предложения по совершенствованию и оптимизации методов борьбы с коррозией по способам эксплуатации скважин

1) Оптимизация методов борьбы с коррозией при эксплуатации СШНУ.

Как совершенствование и оптимизацию сегодняшнего уровня защиты скважинного оборудования от коррозии, можно предложить следующее:

- применение дезмульгаторов в скважинах одновременно с совместимыми ингибиторами коррозии;

- при глушении скважин в солевой раствор добавлять ингибитор коррозии и поглотитель сероводорода;
- применять стеклопластиковые хвостовики и фильтры ШГН;
- в сильноагрессивных высокообводненных скважинах применять протекторную защиту;
- в скважинах с обводненностью более 80% применять стеклопластиковые насосные штанги.

2) Оптимизация методов борьбы с коррозией при эксплуатации УЭЦН:

- Глушение скважин выполнять с добавкой в жидкость глушения ингибитора коррозии и поглотителя сероводорода.
- Ингибиторы солеотложений применять только с добавкой совместимых ингибиторов коррозии.
- Применение деэмульгаторов в скважинах производить совместно с ингибиторами-бактерицидами.
- В скважинах с обводненностью продукции 70 % и выше применять НКТ с внутренней футеровкой соответствующими эпоксидными смолами или эмалью или применять стеклопластиковые НКТ.
- В высокообводненных скважинах с содержанием сероводорода в попутно-добываемой воде более 50 мг/л применять ПЭД коррозионно-стойкого исполнения.
- В высокообводненных и сильноагрессивных скважинах применять протекторную защиту ПЭД и оборудования.
- По результатам мониторинга периодически производить бактерицидную обработку скважин, оборудованных УЭЦН.

3) Оборудование нагнетательных скважин и эксплуатационные колонны скважин:

- Дозировка в сточную воду на КНС ингибиторов коррозии (бактерицидов).
- Применение НКТ с внутренней футеровкой.
- Применение стеклопластиковых НКТ.

- Заполнение надпакерного затрубного пространства скважинным защитным составом [19].

1.4 Снижение влияния механических примесей на работу насосного оборудования скважин

Разработка и внедрение мероприятий по недопущению попадания в скважину мусора при глушении скважин и технологических обработках. Поверхностный мусор и грязь попадают в скважину частично при глушении и других технологических обработках из-за набора жидкости глушения или промывочной жидкости в неочищенные автоцистерны или по другим причинам (например, при приготовлении искусственных жидкостей глушения путем растворения солей с механическими примесями). В любом случае необходимо гарантированно предотвратить попадание посторонних предметов и грязи в скважину путем выполнения ряда организационно–технических мероприятий.

Для наших климатических условий особенно важно обеспечить чистоту поверхности спускаемых в скважину труб и штанг. При наличии слоя нефти на наружной поверхности труб и штанг, поднятых из скважины в условиях холодной погоды, этот слой нефти превращается в вязкую массу, куда прилипают мелкие предметы: щепки, ветошь, бумага, полиэтилен, а также занесенный ветром растительный мусор – сухие листья, трава. В настоящее время приспособлений для обнаружения и автоматической очистки мехпримесей на наружной поверхности НКТ, штанг и питающего кабеля нет, поэтому контроль производится только визуально. Как бы ни было, основными мероприятиями по профилактике отказов насосов из-за засорения поверхностными мехпримесями должна быть работа по недопущению попадания мусора и грязи в скважину, а установка надежных фильтров на приеме насосов должна проводиться только как дополнительное мероприятие. Чрезмерное засорение скважины и скважинной жидкости приводит к забиванию

фильтров на приеме СШНУ и приемных сеток ЭЦН с последующим смятием сетки и отказом насоса [19].

Оптимальная конструкция приемных фильтров имеет очень важное значение для увеличения МРП скважин. Некоторые заводы выпускают фильтры тонкой очистки с проволочным фильтрующим элементом. Такие фильтры могут быть полезны для устранения только кратковременных выносов песка, проппанта и других мехпримесей, например, после проведения ГТМ. Для защиты от поверхностных примесей такой тонкий фильтр не нужен, поскольку проволочные фильтры быстро корродируют и забиваются практически без возможности восстановления работоспособности. От постоянных выносов большого количества мехпримесей из пласта насосное оборудование и фильтры тонкой очистки не защищают.

Допустимое количество механических примесей для насосов согласно паспортным данным составляет:

- 1) для УЭЦН обычного исполнения – до 100 мг/л;
 - 2) для УЭЦН износостойкого исполнения – до 500 мг/л;
 - 3) для УЭЦН коррозионно-износостойкого исполнения – до 1000 мг/л;
 - 4) для ШГН с плунжерами с кольцевыми канавками – до 3000 мг/л;
 - 5) для ЭВН специальных конструкций импортного исполнения – до 1–3 %
- [19].

Но это не говорит о том, что насосы могут работать при таких показателях достаточно продолжительно. Однако непродолжительные (залповые) выносы пластовой грязи такие насосы вполне выдерживают.

В случае постоянного выноса мехпримесей надо крепить пласт или установить забойные фильтры.

Если после ГТМ и ГРП продолжительное время выходит песок или проппант, на практике применяют следующую методику: при освоении скважины забойное давление снижают значительно ниже, чем при эксплуатации. Это чаще всего достигается путем спуска «жертвенного» насоса, гидрожелонки и другими способами.

Под «жертвенным» насосом понимается высокопроизводительный насос, специально предназначенный для кратковременной работы в экстремальных условиях для создания низких забойных давлений во время освоения скважин. Потом этот насос выводят из эксплуатации.

В любом случае после ГРП надо промывать скважину чистой нефтью несколько раз, чтобы удалить накопленные примеси.

Наиболее рациональное применение нашли стеклопластиковые фильтры (рисунок 20).

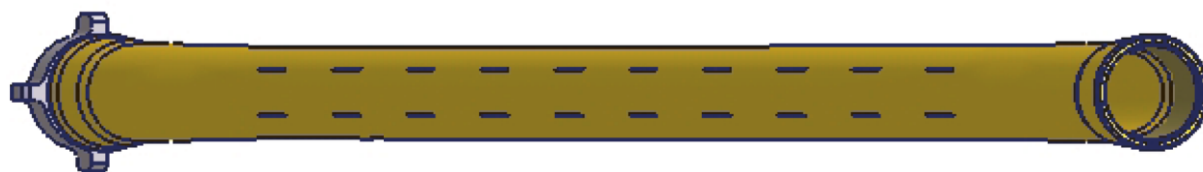


Рисунок 20 – Стеклопластиковый фильтр Бийского завода стеклопластиковых труб

Основные рекомендации по борьбе с механическими примесями:

1. Исходя из результатов лабораторных анализов осадков на приемных фильтрах и рабочих органах насосов, можно сделать вывод, что значительная часть мехпримесей состоит из занесенных в скважину поверхностного мусора и грязи.
2. Количество отказов скважин из-за засорения рабочих органов насосов и приемных фильтров на промыслах в последние годы имеет тенденцию на снижение, однако экономический ущерб от этих отказов остается значительным.
3. Для существенного снижения количества отказов из-за засорения рабочих органов насосов и приемных фильтров требуется выполнить комплекс организационных и технических мероприятий в стадии подготовки скважины к ремонту, в процессе ремонта, а также во время проведения технологических операций.
4. При проведении подземного ремонта скважин (СПО) необходимо применять прокладки для НКТ и штанг из твердых и устойчивых пород дерева или прокладки из специальных материалов во избежание засорения скважины щепками.

5. Перед спуском НКТ и штанг необходимо пропаривать их или подвергать визуальному осмотру поверхность каждой трубы и штанги в целях недопущения прилипшего или примерзшего мусора.

6. В целях недопущения засорения скважины в процессе глушения или технологических обработок необходимо приемные линии промывочных агрегатов обеспечить фильтрами с отверстиями не более 1,5 мм.

7. Емкости набора и хранения жидкостей глушения пунктов набора соленой воды, технологические емкости растворо-солевых узлов, а также автоцистерны для перевозки жидкостей глушения и технологических жидкостей должны подвергаться чистке и обработке бактерицидами по утвержденному графику.

8. Оптимальной конструкцией приемных фильтров для СШНУ является конструкция из стеклопластиковой трубы Бийского завода стеклопластиковых труб (рисунок 20). Однако рекомендуется не щелевой фильтр, а фильтр с отверстиями 2,5–3 мм (рисунок 21). Общая площадь отверстий должна составлять 2,5–3 площади сечения седла приемного клапана (при высокой вязкости нефти – не менее 3) [19].

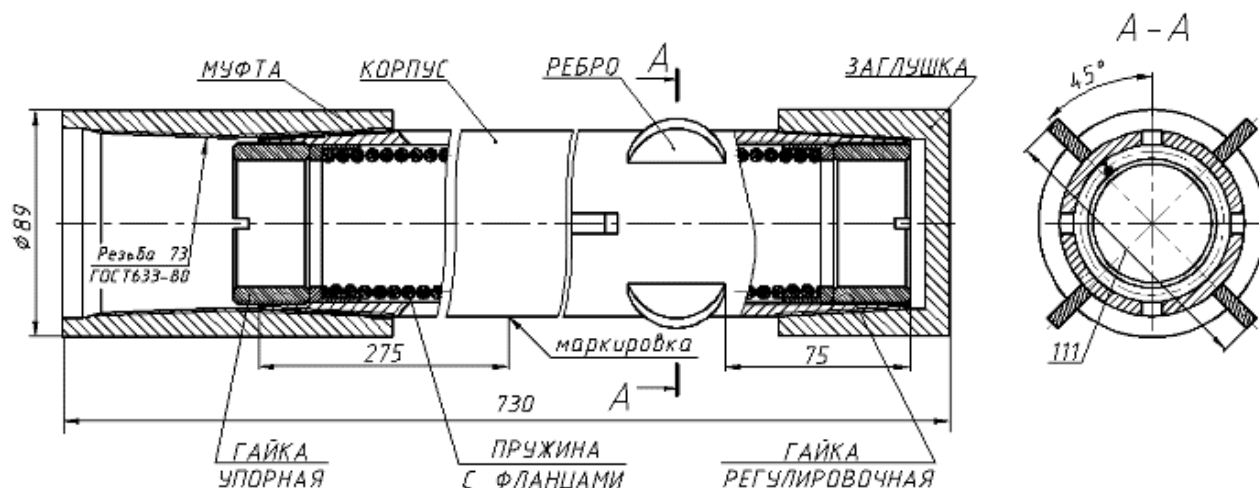


Рисунок 21 – Фильтр СШНУ типа ФРНП

9. Приемная сетка ЭЦН пропускает посторонние предметы, которые из-за больших размеров способны забить первые рабочие колеса. Поэтому требуется изменение конструкции сетки. Длина приемной сетки ЭЦН должна быть

увеличена, а вместо щелей должны быть применены отверстия диаметром 2,5–3 мм. Количество отверстий определяется расчетным путем.

10. Проволочные фильтры тонкой очистки можно применять после ГТМ, а также если имеет место периодический выброс пластовых мехпримесей или проппанта большой концентрации. Если из пласта постоянно идет жидкость с мехпримесями высокой концентрации, то такие фильтры со шламонакопителями не являются рациональным решением проблемы. В таких случаях необходимо проводить освоение скважин с более глубокой депрессией, чем при эксплуатации, а также применять забойные фильтры. Для борьбы с мехпримесями, идущими из пласта, применяются самые различные методы в зависимости от конкретных условий. Самый распространенный способ – применение газопесочных якорей. Этот способ применяется при периодических пескопроявлениях. После ГРП теперь применяются клеящие составы, которые препятствуют выносу проппанта. При рыхлых пластах и частых пескопроявлениях спускают забойные фильтры. Если скважина выносит мехпримеси после освоения, необходимо до окончательного вывода скважины на режим несколько раз промывать скважину нефтью [19].

1.5 Высокий газовый фактор

Количество газа, выделяющегося из жидкости в процессе ее движения по стволу скважины, это величина переменная, которая зависит от термодинамических условий и характеристики газожидкостной смеси.

Следовательно, плотность смеси меняется, это подтверждается кривыми распределения давления, полученными исследователями в разных нефтяных регионах.

Коэффициент сепарации зависит от зазора между двигателем и обсадной колонной, дебита жидкости и относительной скорости газа в жидкости.

В скважине в УЭЦН всегда будет поступать жидкость с растворенным в ней или выделившимся газом. Влияние газа в рабочих органах насоса проявляется в ухудшении энергообмена между рабочим колесом и жидкостью.

Известны следующие методы борьбы с газом в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН:

- Спуск насоса в зону, где давление на приеме обеспечивает оптимальную подачу насоса и его устойчивую работу;

- Монтаж на приеме насоса диспергирующих устройств;

- Применение сепараторов различной конструкции;

- Применение комбинированных насосов.

- Принудительный сброс газа в затрубное пространство;

Краткое описание каждого из методов приведено ниже.

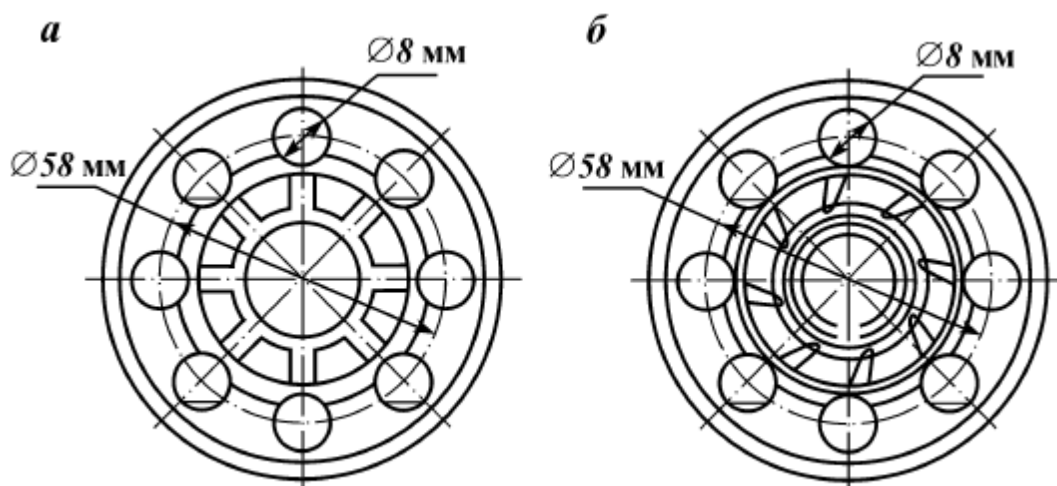
Создание на приеме насоса давления, равного или близкого к нему давлению насыщения нефти газом. Данный метод является довольно затратным, поскольку для его осуществления требуется спуск насоса на большую глубину, что влечет большие затраты на покупку насосно-компрессорных труб, кабель, электроэнергию и спускоподъемные операции, а в некоторых случаях и невыполнимо по техническим причинам.

Применение сепараторов. Метод заключается в применении на приеме насоса специального оборудования, разделяющего жидкость и газ, и выброс последнего в затрубное пространство скважины.

В различных нефтедобывающих районах прошли промышленное апробирование сепараторы как отечественные (ЦКБ БН, МИНГ и ГП им. И.М. Губкина), так и импортные. По данным испытаний сепараторы МИНГ и ГП им. И.М. Губкина допускают эксплуатацию УЭЦН с объемным расходным газосодержанием на приеме насоса до 0,4.

По данным эксплуатации УЭЦНМ5-125-1500 с сепаратором МН-ГСЛ5 на Талинском месторождении Западной Сибири была зафиксирована удовлетворительная работа ПЭЦН в течение длительного времени при объемном расходном газосодержании равном 0,806.

Применение диспергаторов. Диспергаторы дают возможность увеличить допускаемое значение объемного расходного газосодержания на приеме от 0,10 до 0,25 за счет образования тонкодисперсной структуры газожидкостной смеси. Конструкция диспергаторов может быть различной и должна отвечать следующему условию –создавать на приеме насоса эффективную турбулизацию потока. Одна из конструкций турбулизатора электроцентробежного насоса приведена на рисунке 22 [12].



а – направляющий аппарат; б – рабочее колесо

Рисунок 22 – Турбулизатор электроцентробежного насоса

Данная конструкция диспергатора состоит из нескольких реконструированных ступеней насоса. Такой диспергатор является сильным турбулизатором потока и способствует эффективному выравниванию структуры газожидкостной смеси.

Диспергаторы могут устанавливаться как внутри (вместо нескольких ступеней) так и за пределами насоса. Они эффективны в обводненных скважинах, образующих вязкую эмульсию, так как способствуют разрушению ее структуры.

Принудительный сброс газа из затрубного пространства. В процессе работы скважины часть газа переходит из жидкости в затрубное пространство. Накапливаясь там, газ может оттеснить жидкость до приема УЭЦН и, попав в насос, снизить его подачу или вызвать аварийную работу в режиме сухого трения. Газ создает обратное на пласт, уменьшая приток жидкости.

Известны способы сброса газа из затрубного пространства путем применения автоматически работающих устьевых или скважинных обратных клапанов или эжекторов, отсасывающих газ принудительно.

Применение комбинированных насосов. "Влияние газа уменьшается, если на приеме УЭЦН некоторое число ступеней заменить ступенями большей подачи. Эти ступени обеспечивают большее поступление на прием газожидкостной смеси. При попадании в серийные ступени объем смеси уменьшается за счет сжатия и растворения газа в жидкости, в результате чего достигается оптимальная подача. Объемный расход газожидкостной смеси на приеме комбинированных насосов, обеспечивающих оптимальную подачу насоса, рассчитывается по формуле:

$$Q = Q_{\text{опт}} \left(1 + \frac{\beta}{1 - \beta} \right)$$

где $Q_{\text{опт}}$ – объемный расход жидкой фазы в условиях приема насоса, обеспечивающий оптимальную подачу насоса; β – объемное расходное газосодержание у приема насоса.

Рекомендуемое число ступеней большей подачи на приеме:

$$n = (p_{2c} - p_{1c}) / p_n$$

где p_{2c} – давление на выходе последней приемной ступени; p_{1c} – давление на приеме насоса; p_n – давление, развиваемое одной приемной ступенью [12].

1.6 Образование газогидратных отложений.

Гидратами углеводородных газов называются кристаллические вещества, образованные ассоциированными молекулами углеводородов и воды; они имеют различную кристаллическую структуру.

В добываемом продукте почти всегда очень много ферромагнетиков – веществ с большим магнитным моментом. Элементы оборудования скважины подвергаются электрохимическим процессам коррозии и механическому износу при трении деталей, а также абразивному – из-за наличия твердых частиц в потоке жидкости.

В добываемом продукте почти всегда очень много ферромагнетиков – веществ с большим магнитным моментом. Элементы оборудования скважины подвергаются электрохимическим процессам коррозии и механическому износу при трении деталей, а также абразивному – из-за наличия твердых частиц в потоке жидкости.

На рисунке 23 показана номограмма влагосодержания газа в зависимости от давления и температуры и границы возможного гидратообразования [19]. Образование гидратов осуществляется при наличие условий повышенного давления, низких температур и близком контакте гидратообразующих компонентов газа с водой.

Образовавшиеся гидраты приводят к закупориванию сепараторов, скважин, газопроводов, нарушают работу измерительных и регулирующих приборов. Не редко в результате образования гидратов выходят из строя штуцеры и регуляторы давления, перекачка газа в которых сопровождается значительным понижением температуры.

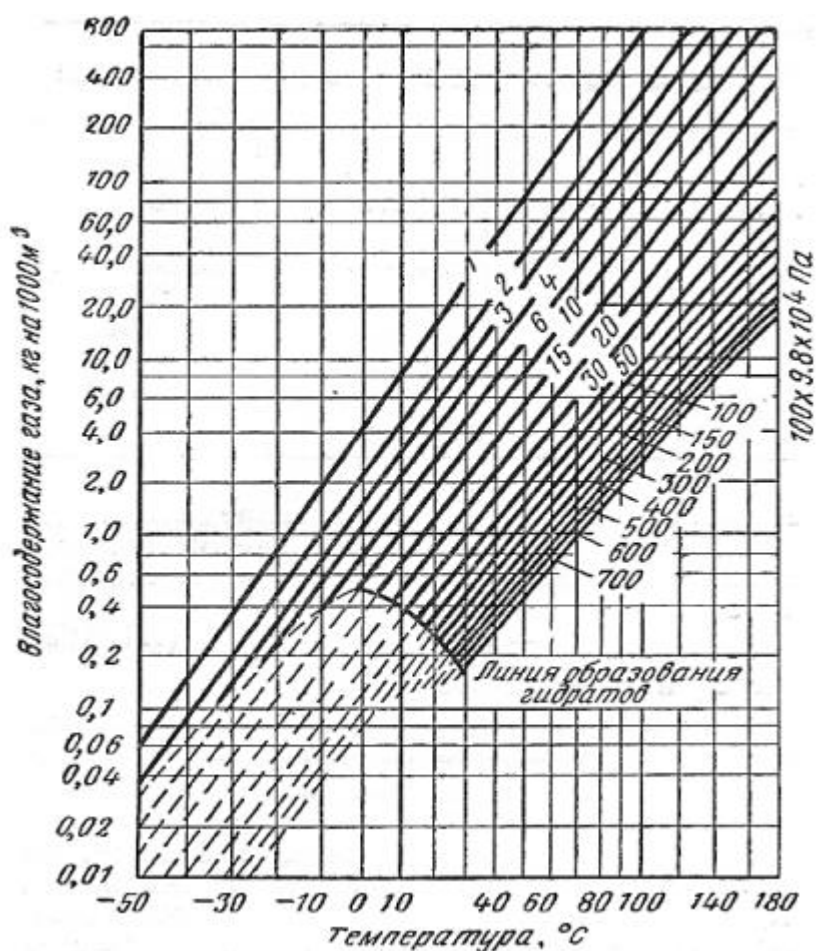


Рисунок 23 – Номограмма для определения содержания воды в газе. Числа на кривых – давление в кг/см².

Борьба с образованием гидратов осуществляется по двум направлениям:

- предупреждение образования гидратов;

- ликвидация образовавшихся гидратов.

Предупреждающие меры по образованию гидратов в фонтанной арматуре и в обвязке скважин транспортировки газа следующими методами:

- подогрев узлов и участков;
- введение в поток газа антигидратных ингибиторов (метанола, раствора хлористого кальция, диэтиленгликоля и др.);
- устранение значительных перепадов давления, из-за которых наблюдается снижение температуры газа, приводящее к конденсации пара и образованию гидрата;
- систематическое удаление жидкости, из системы сбора и транспортирования газа, при помощи дренажных патрубков или конденсатосборников;
- периодическая продувка газопроводов от окалины, грязи и т.п., в местах скопления которых образуются кристаллы гидратов [19].

Все технологии борьбы с гидратоотложениями можно разделить на следующие группы: механические, тепловые и химические.

Механические методы проявляются в разрушении рыхлых или плавающих пробок, образующихся в трубах, специальными штангами. Воздействуя ударами штанги, пробку можно разрушить или удалить на забой в зону высокой температуры.

Тепловые методы заключаются в воздействии на пробку различных теплоносителей: вода, пар, горячая нефть. В качестве теплогенераторов используют наземное оборудование – паропередвижные и депарафинизационные установки, а также скважинные источники тепла – электронагреватели различной конструкции.

Химические методы включают технологию подачи в скважину ингибиторов различного типа. Действие их направлено на изменение структурных параметров воды и равновесных условий гидратообразования. Ингибиторы уменьшают растворимость газа в воде.

Выбор неорганического ингибитора основан на его способности хорошо растворяться в воде и сильно диссоциировать на ионы. Наиболее активные ингибиторы – соединения бора, бериллия и алюминия. Рекомендуются в этом же качестве нитраты и хлориды, хорошо растворимые в воде NaNO_3 ; KNO_3 и т.д.

Метанол – метиловый спирт (CH_3OH) – жидкость без цвета с характерным запахом этилового спирта. Смешивается в различных соотношениях с водой, этанолом, диэтиловым спиртом, ацетоном, бензолом [19].

Подводя итоги теоретических аспектов осложняющих факторов, можно говорить о том, что рано или поздно на любом месторождении добывающие компании сталкиваются с воздействием осложнений на промышленное оборудование, на которое необходимо своевременно реагировать и пользуясь накопленным опытом других компаний внедрять наиболее эффективные методы и способы предотвращения и борьбы с ними.

2. ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И СПОСОБЫ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

Проанализировав ряд публикаций 2016 года специалистов крупнейших нефтедобывающих компаний, осуществляющих добычу нефти и газа в Западной Сибири, были выделены основные осложняющие условия, оказывающие значительное влияние на эффективность работы скважинного оборудования.

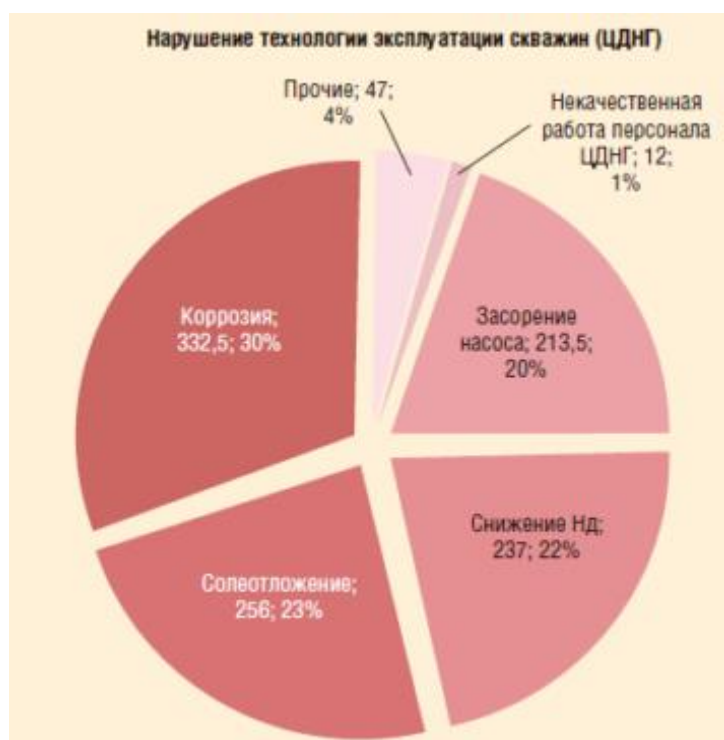


Рисунок 24 – Причины преждевременных ремонтов УЭЦН на месторождениях ООО «Лукойл Западная Сибирь» за 2016 г.

Так в результате исследований в ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь» за 2016 год преждевременные ремонты УЭЦН происходили в основном из-за воздействия таких осложняющих факторов как коррозия НКТ, солеотложение на рабочих частях оборудования, засорение насосов механическими примесями (рисунок 24). Из приведенной диаграммы видно, что фонд скважин, наработка

оборудования которого превысила гарантийный срок также сильно зависит от воздействия вышеуказанных осложняющих факторов [4].

При анализе скважинного фонда компании ООО «Газпром нефть», используемого для статистического анализа в статье, из приведенной таблицы можно увидеть, что около 38,5% скважин работают в осложненных условиях (солеотложение – 13,5%, коррозия – 10,6% и механические примеси – 14,4%) [13].

Согласно «Новой стратегии» ОАО «Томскнефть» преобладающими осложняющими факторами осложненного скважинного фонда компании являются: солеотложение – 27% скважин, коррозия – 37%, АСПО – 18% и мехпримеси – 18% [6].

Таким образом можно подвести итог о том, что на месторождениях Западной Сибири основными осложняющими факторами являются:

1. Механические примеси;
2. Коррозия;
3. Солеотложение;
4. АСПО.

В 2002 году предприятие «Синергия-Лидер» освоили производство универсального оборудования для дозированной подачи химических реагентов (разрешение ГГТН РФ № РРС 02-8402).

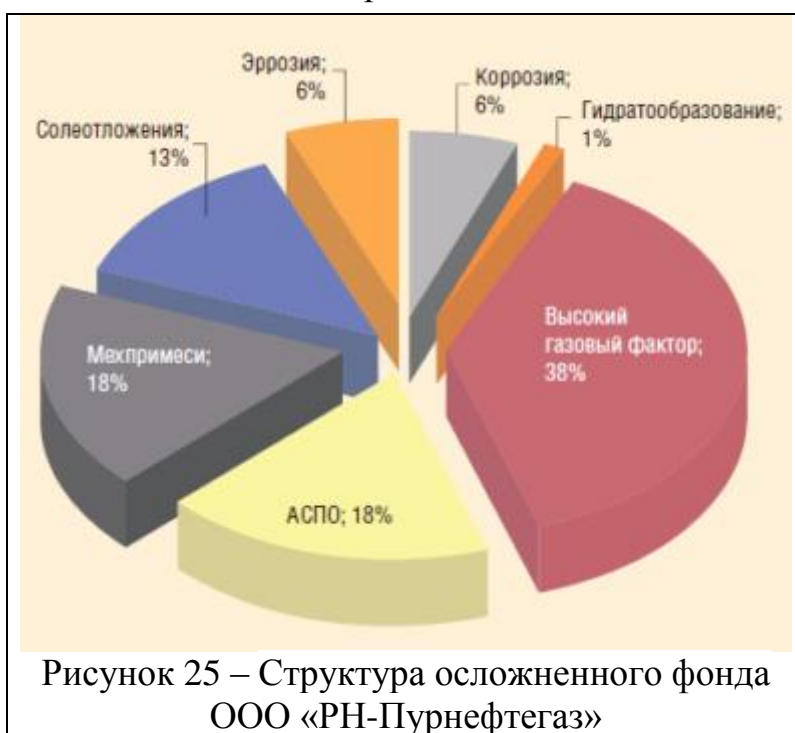
Подача реагента данным оборудованием производится на любую глубину скважины при помощи скважинного трубопровода, что помогает добиться наибольшего эффекта применения реагентов в связи с их подачей именно к месту образования отложений. Оборудование для дозированной подачи химических реагентов дает возможность производить подачу в зону перфорации, на прием глубинного насоса, в затрубное пространство скважины, а также в системы сбора и подготовки нефти. Этим оборудованием возможно оснастить любую скважину, независимо от ее назначения, а также использовать химические реагенты с разными физико-химическими свойствами, для нефти с разными реологическими параметрами.

В ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» данное оборудование внедряется с 2003 года, для предотвращения АСПО в скважинах, оборудованных скважинными штанговыми насосами. С 2004 года стартовали работы по подаче реагента в скважины погружными электронасосами для борьбы с высоковязкими эмульсиями и коррозией. После внедрения ОПР на скважине, эксплуатируемой УЭЦН, были получены следующие результаты: наработка оборудования до внедрения ОПР составляла 294 сут., МОП составлял 17 суток. Общие затраты на

промывку составляли 143 400 рублей, комплексная стоимость ремонта обходилась в 320 000 рублей. После внедрения ОПР наработка оборудования увеличилась на 21 сут., МОП составил 32 сут., затраты на промывку составили 28 800 рублей, а комплексная стоимость ремонта составила 160 000 рублей.

Опыт применения этого оборудования в ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» показал, что на обработанных скважинах (всего обработано 165 скважин) с применением этого оборудования в 3,8 раза снизилось в среднем количество необходимых промывок, количество текущих подземных ремонтов снизилось в три раза. С января по октябрь 2005 года было добыто дополнительно по 144 тонны нефти на каждой из скважин [9].

При эксплуатации большинства скважин осложненного фонда ООО «РН-Пурнефтегаз» на них оказывают влияние одновременно несколько видов осложняющих факторов. К таковым в большинстве случаев относятся углекислотная коррозия, выпадение солей и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), вынос механических примесей и высокое содержание свободного газа на приеме ГНО (рисунок 25) [17].



В качестве основного способа защиты ГНО от *солеотложений* в ООО «РН-Пурнефтегаз» применяются постоянная закачка ингибиторов солеотложений в затрубное пространство с помощью устьевых дозаторов, закачка ингибиторов в пласт под давлением (технология SQUEEZE), а также проведение кислотных обработок с добавлением оксиэтилидендифосфорной кислоты.

В настоящее время УДЭ применяются на 212 скважинах осложненного фонда. За все время использования метода зафиксированы 17 отказов ГНО по причине отложения солей. Средняя наработка отказавших УЭЦН составила 136 суток.

Технология SQUEEZE применялась на 11 скважинах фонда, ни одного случая отказа УЭЦН на момент подготовки статьи выявлено не было. Кислотные обработки с добавлением ОЭДФК проводились в 40 скважинах. Зафиксированы пять случаев отказа УЭЦН со средней наработкой 111 суток.

В целом общая эффективность применения указанных технологий на защищаемом солевом фонде составляет – 92,4%. На 2017 год запланировано опережающее внедрение УДЭ на скважинах с потенциально возможным выпадением солей, вводимых после выполнения геолого-технических мероприятий [17].

Для защиты УЭЦН от *засорения мехпримесями* используют технологию крепления призабойной зоны пласта (ПЗП), а также специальные виды оборудования, включая верхние шламоуловители (ВШУ) и высоконапорные погружные насосы с увеличенным напором на низких частотах вращения (35–40 Гц). Эффективность применения указанных методов составляет соответственно 95,7, 81,3 и 81,4%. ВШУ установлены в 209 скважинах (39 отказов по причине засорения мехпримесями, СНО – 158 сут), еще 70 скважин фонда оснащены высоконапорными насосами (13 отказов, СНО – 158 сут). Прирост СНО после внедрения высоконапорных ЭЦН составил в среднем 125 суток [17].

Приоритетные мероприятия по защите УЭЦН от *коррозии* включают применение УДЭ для закачки ингибиторов, использование НКТ с 13 %-ным содержанием хрома и НКТ с внутренним полимерным покрытием, а также погружных электродвигателей и гидрозащит с высокоскоростным газопламенным напылением.

По состоянию на январь 2017 года на скважинах коррозионного фонда в эксплуатации находились 67 дозаторов для закачки ингибиторов коррозии.

Эффективность применения технологии составляет 86,6% (отказы зафиксированы в девяти скважинах из 67, СНО – 123 суток).

Все скважины, в которых используются легированные хромом НКТ (45 ед.) и НКТ с защитным полимерным покрытием (11 ед.) оставались в эксплуатации. Таким образом, в обоих случаях эффективность применения технологии составляет 100%. Здесь же отметим, что в результате массового внедрения НКТ в коррозионно-стойком исполнении в 2014 году количество отказов по причине «коррозия НКТ» снизилось со 194 до 61 [17].

По состоянию на январь 2017 года на фонде, осложненном *высоким газовым фактором*, в эксплуатации находятся 752 скважины, оборудованные газосепараторами. Эффективность применения технологии составляет 98% (15 отказов за скользящий год, СНО – 144 суток).

Мультифазными насосами оборудованы 16 скважин, а эффективность использования технологии составляет 71,8% (четыре отказа, СНО – 284 суток).

Общая эффективность применения оборудования на защищаемом от высокого газового фактора фонде скважин составляет 97,5% [17].

Скважины Бованенковского месторождения характеризуются наличием в добываемой жидкости углекислоты, которая приводит к преждевременному выходу из строя труб и скважинного оборудования. Такая же проблема углекислотной коррозии имеется в районе Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, на одной скважине которого произошел обрыв резьбы труб $\varnothing 73,0 \times 5,51$ мм группы прочности L80 в соединении с фонтанной арматурой.

В коррозионно-активной среде трещины на внутренней стороне труб корродируют, образуются и увеличиваются язвы. При пересечении такой язвой строчки неметаллических включений коррозия распространяется и по осевому направлению. Так появляются подповерхностные коррозионные дефекты. Металл над этими дефектами становится слабо связанным с основой и начинает отслаиваться в результате абразивного процесса, что приводит к появлению и росту язв в теле трубы до образования сквозных отверстий.

Таким образом, к появлению данных дефектов в НКТ привели факторы, основным из которых является наличие CO_2 в продукции скважины.

Для борьбы с углекислотной коррозией применяются обсадные и насосно-компрессорные трубы из коррозионностойких сталей, содержащих до 13 % хрома. Для эксплуатации на месторождениях, где оборудование подвергается воздействию углекислого газа и ионов хлора (морская вода), хорошие результаты показала сталь с 13 % хрома, технические требования к которой сформулированы в стандарте API 5CT.

Сопротивление общей коррозии (потере веса) и точечной коррозии (питтингу) в сталях типа L80 13Cr достигается за счет формирования устойчивой пассивной пленки на поверхности материала. Процент содержания хрома в

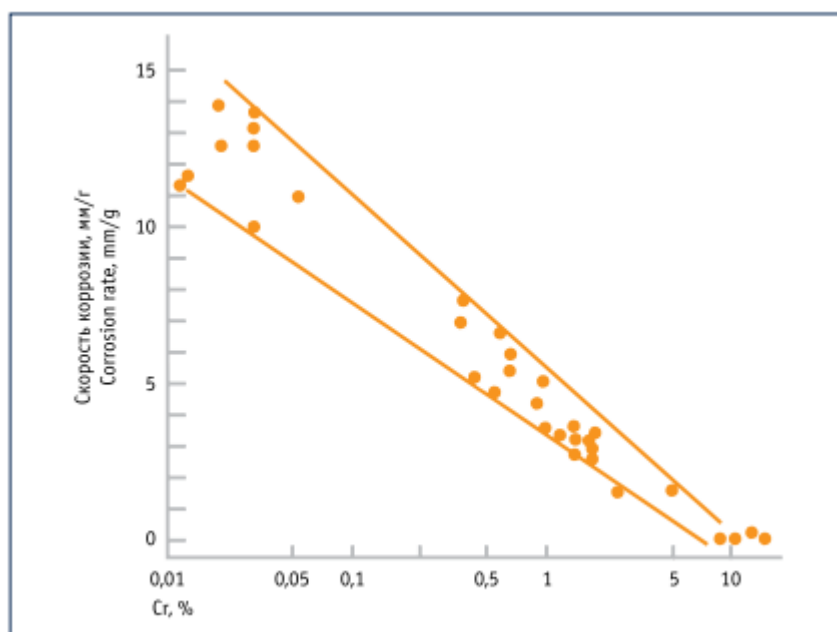


Рисунок 26 – Влияние содержания хрома в стали на коррозионную стойкость (искусственная морская вода: температура 60 °C; парциальное давление CO_2 0,1 МПа; скорость потока 2,5 м/с; длительность испытаний 150 ч)

стали определяется следующим образом: при повышении содержания хрома в стали до 10% скорость коррозии в среде, содержащей CO_2 , заметно снижается, а затем изменяется незначительно (рисунок 26).

Следовательно, для обеспечения коррозионной стойкости тируб в стали должно быть не менее 10% хрома.

В среде, содержащей CO_2 , нержавеющие стали 13Cr обладают значительно более высокой коррозионной стойкостью вплоть до температур 150 °C, нежели углеродистые и стали 9Cr (рисунок 27).

Сопротивление общей коррозии (потери веса) и точечной коррозии (питтинг) в сталях типа L80 13Cr достигается за счет формирования устойчивой пассивной пленки на поверхности материала.

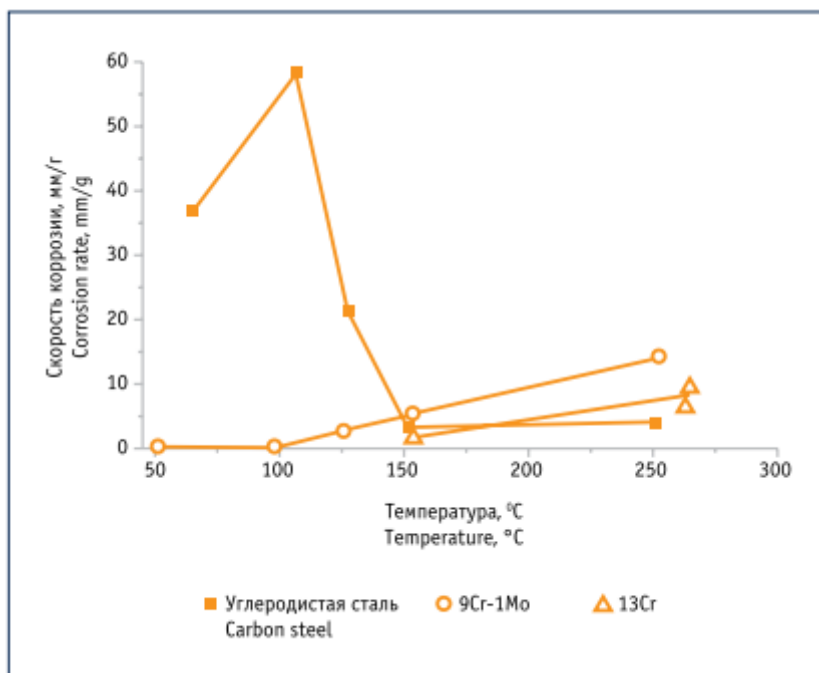


Рисунок 27 – Влияние температуры на скорость коррозии (искусственная морская вода: парциальное давление CO_2 3,0 МПа; длительность испытания 72 ч; скорость потока 2,5 м/с)

Освоение производства труб из стали 13Cr впервые в отечественной практике было осуществлено на ОАО «Волжский трубный завод» (обсадные трубы) и ОАО «Синарский трубный завод» (насосно-компрессорные трубы) [3].

Одним из развивающихся направлений является применение стеклопластиковых труб. ООО «САФИТ» начал разработку новых комбинированных труб, которые противодействуют образованию АСПО и солеотложений, а также процессам коррозии в агрессивной среде и воздействию мехпримесей. Важная особенность новой разработки состоит в том, что используются стальные концевые элементы (рисунок 28), имеющие стандартную резьбу по ГОСТ 633-80, позволяющие исключить недостатки существующих конструкций [7].

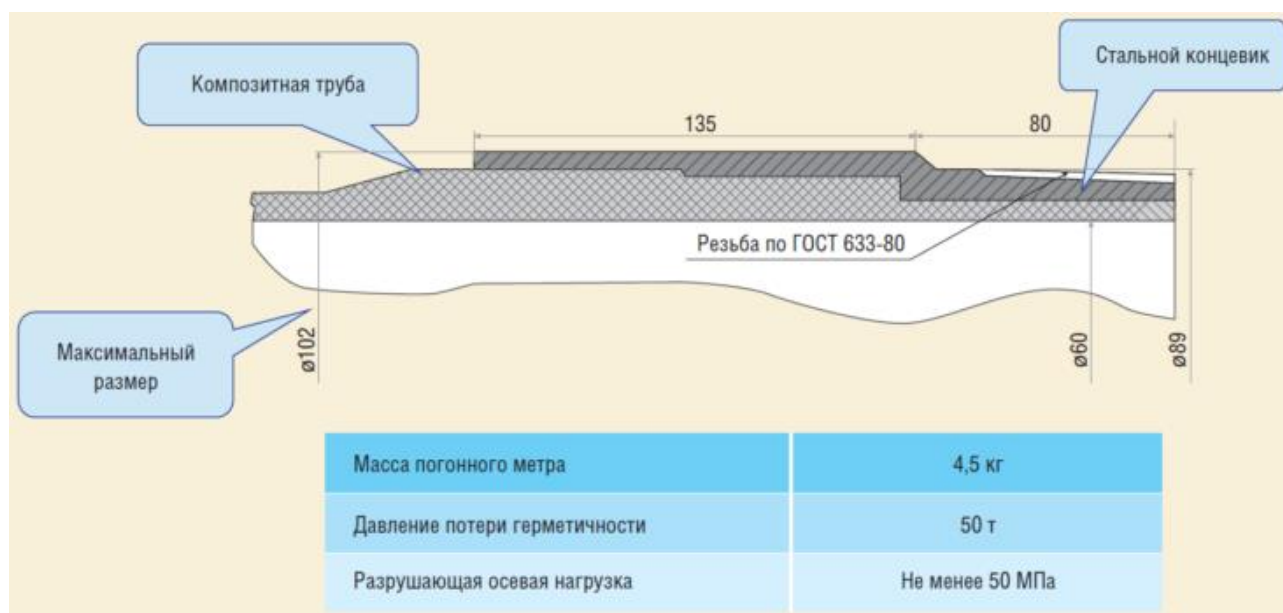


Рисунок 28 – Конструкция соединения стальных концевых элементов с композитной трубой

Появляется возможность использования имеющихся на скважинах средств механизации монтажно-демонтажных работ, как это принято при использовании стальных труб (элеваторов, ключей, подвесок и т.д.), увеличения числа циклов свинчивания и развинчивания соединений, решения проблемы негерметичности резьбового соединения.

При этом соединение является надежным, хорошо отработанным, допускает проведение ремонтных работ (перенарезку резьб), включая полную замену стальных втулок.

Основные характеристики трубы и соединений:

- внутренний диаметр 60 мм;
- длина 7,5–9,2 м;
- наружный диаметр по основному телу – 76 мм;
- наружный диаметр по соединению – 102 мм;
- осевая прочность на растяжение – не менее 50 т;
- внутреннее рабочее давление – 210 кгс/см²;
- прочность при воздействии внутреннего избыточного давления – не менее 500 кгс/см²;
- масса погонного метра с учетом стальных законцовок – 5 кг [7].

3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

На основании проведенного аналитического обзора можно сформулировать основную цель выпускной квалификационной работы – повышение эффективности эксплуатации скважин в осложненных условиях на месторождении N.

В качестве объекта исследования выберем скважины куста М.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести анализ состояния скважин куста М, оборудованных ЭЦН;
- выявить факторы, влияющие на эффективность работы скважинного оборудования и факторы, влияющие на продуктивность скважины куста М
- предложить способы повышения эффективности эксплуатации скважин куста М;
- дать оценку технологической и экономической эффективности предложенного способа повышения эффективности.

4. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

4.2. Характеристика нефти газа и воды

Для формирования предложений по увеличению продуктивности добывающих скважин на кусте М рассмотрим основные характеристики добываемой на нем нефти, газа и воды:

Таблица 3. Основные характеристики нефти, газа и воды на кусте М месторождения М

Показатель	Ед. измерения	Значение
Плотность нефти в пов. усл.	кг/м ³	0,817
Вязкость нефти	сПз	4,8
Плотность воды	кг/м ³	1,03
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1,094
Давление насыщения нефти газом	атм	163
Давление пластовое	атм	235,6
Газовый фактор	м ³ /т	1579

4.3. Динамика показателей разработки

По имеющимся данным рассчитаем продуктивность скважины за период январь 2016 – апрель 2017г. И представим полученные данные в виде графика (рисунок 33).

Таблица 4. Динамика показателей добычи нефти куста М

Показатель \ Период работы	Янв 16	Фев 16	Мар 16	Апр 16	Май 16	Июн 16	Июл 16	Авг 16	Фев 17	Апр 17
Дебет нефти, т/сут	5,3	5,3	5,3	20,3	20,3	13,7	13,7	11,4	11,4	9,0
Давление пласт., атм	230	230	230	235,6	235,6	235,6	235,6	235,6	235,6	235,6
Давление заб., атм	60	60	61	81	81	85	91	103	96	92
Коэф. продуктивности, т/(сут*МПа)	0,31	0,31	0,31	1,31	1,31	0,91	0,95	0,86	0,82	0,63

Из полученного графика можно выделить несколько периодов:

1. Этап разработки до применения технологий интенсификации притока. (январь–март 2016г);

2. Этап резкого увеличения притока после проведения ГРП (апрель–май 2016г);

3. Снижение динамики притока жидкости из пласта (июнь 2016–апрель 2017).

Можно
говорить о том,
что ГРП в
сочетании с
заменой УЭЦН-
45 на УЭЦН-125
мощный -
позволило
добиться
высокого
значения

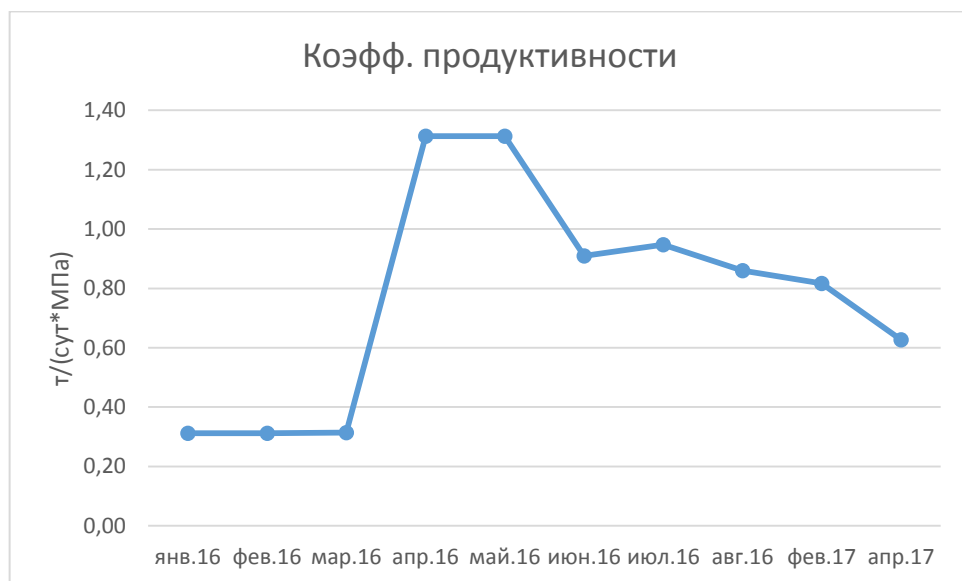


Рисунок 33 – График изменения коэффициента продуктивности добывающей скважины, эксплуатируемая УЭЦН куста М

коэффициента продуктивности. В связи с установившемся максимальным дебитом жидкости в скважине в размере не превышающем $67 \text{ м}^3/\text{сут}$ в сентябре 2016 г. была произведена замена УЭЦН-125 на менее производительный УЭЦН-80 для меньшего потребления электроэнергии и снижения температуры на забое.

5. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН КУСТА М МЕСТОРОЖДЕНИЯ N

5.1 Характеристика состояния фонда скважин, оборудованных УЭЦН

Выбранный для анализа куст М месторождения N включает в себя две скважины, одна эксплуатируется фонтанным способом, вторая механизированным.

Работа первой скважины в апреле 2016 г. после проведения ГРП на второй скважине была приостановлена, запускалась только на небольшие промежутки времени каждый месяц. В фонтанирующей

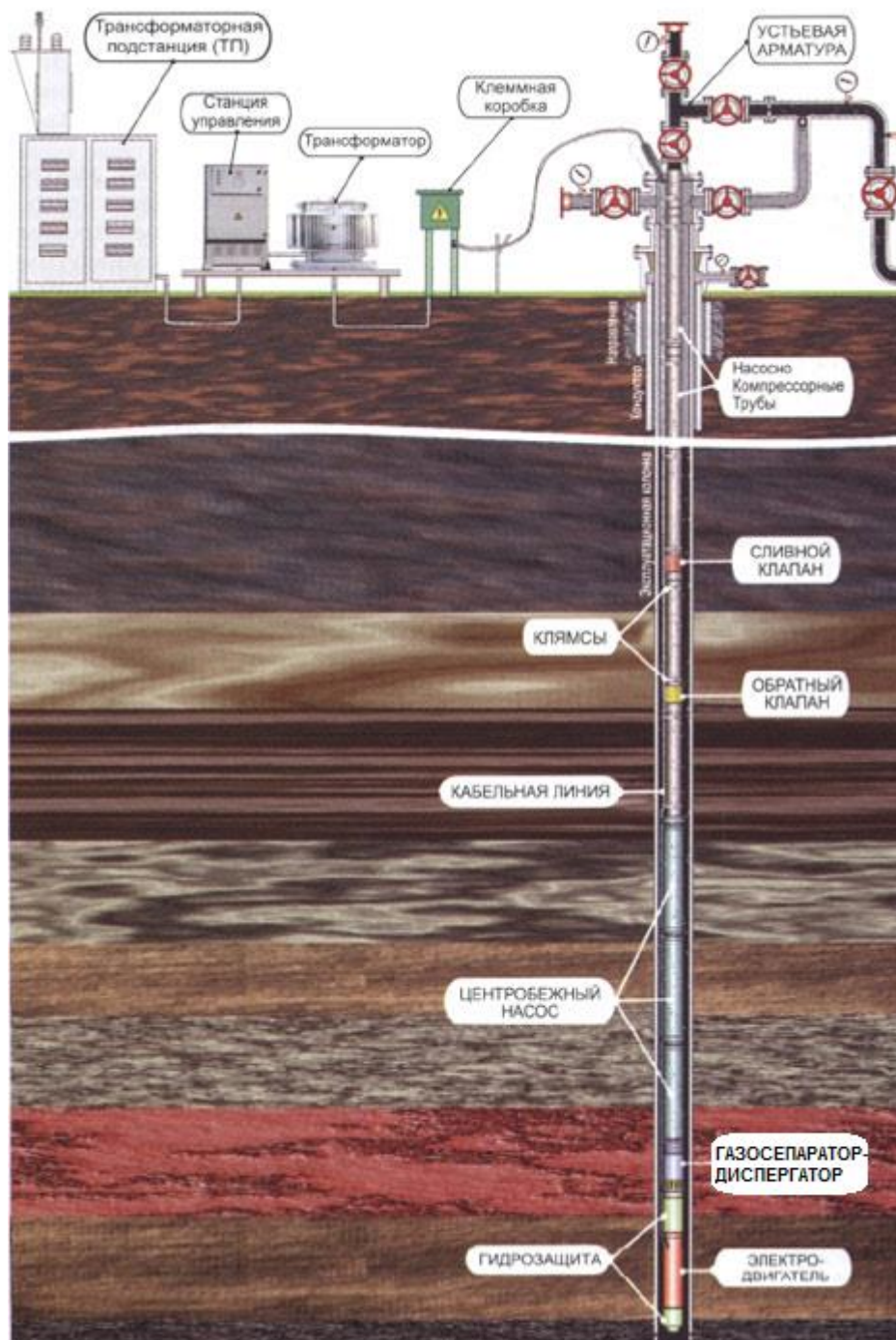


Рисунок 34 – Схема расположения оборудования в скважине

скважине наблюдается высокий газовый фактор, который составляет XXX м³/т, собственно за счет этой энергии скважина и эксплуатируется, а также в данной

скважине обводненность продукции составляет 85%. Эти два фактора приводят к коррозии НКТ, установленных на данной скважине.

Скважина, эксплуатируемая механизированным способом включает в себя следующее оборудование: газосепаратор – диспергатор (ГСдАОН5–5М1Э), клапан сливной, клапан обратный шаровой, шламоуловитель универсальный, клапан регулирующий – 118, погружной электродвигатель (ПЭДТ), комплекс погружной телеметрии (ТМС-4), насосы: (0215)ЭЦНаКИ5-25, (0215)ЭЦНИАКИ5-125, (0215)ЭЦНИАКИ5-80, НКТ $d = 73\text{мм}$, фонтанная арматура, станция управления (Электрон-05). Схема расположения скважинного оборудования, эксплуатируемой установкой УЭЦН представлена на рисунке 34.

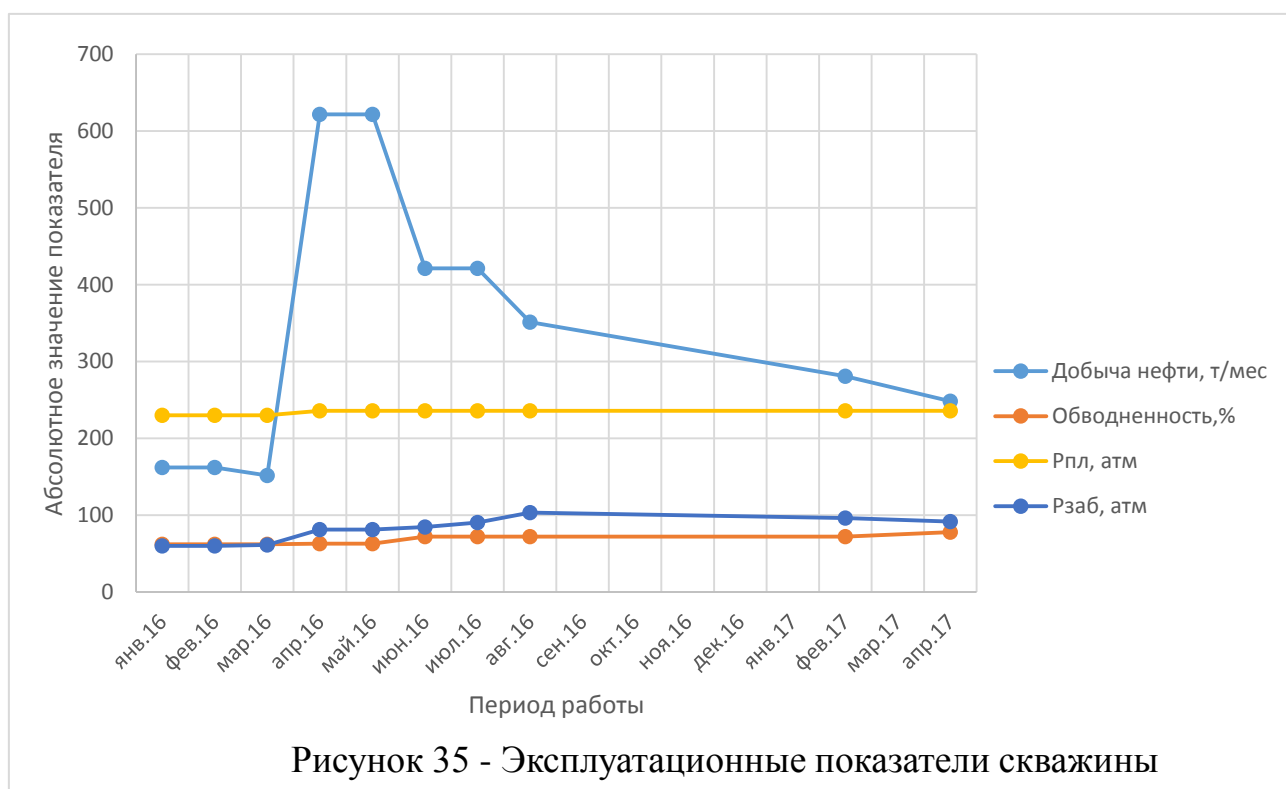
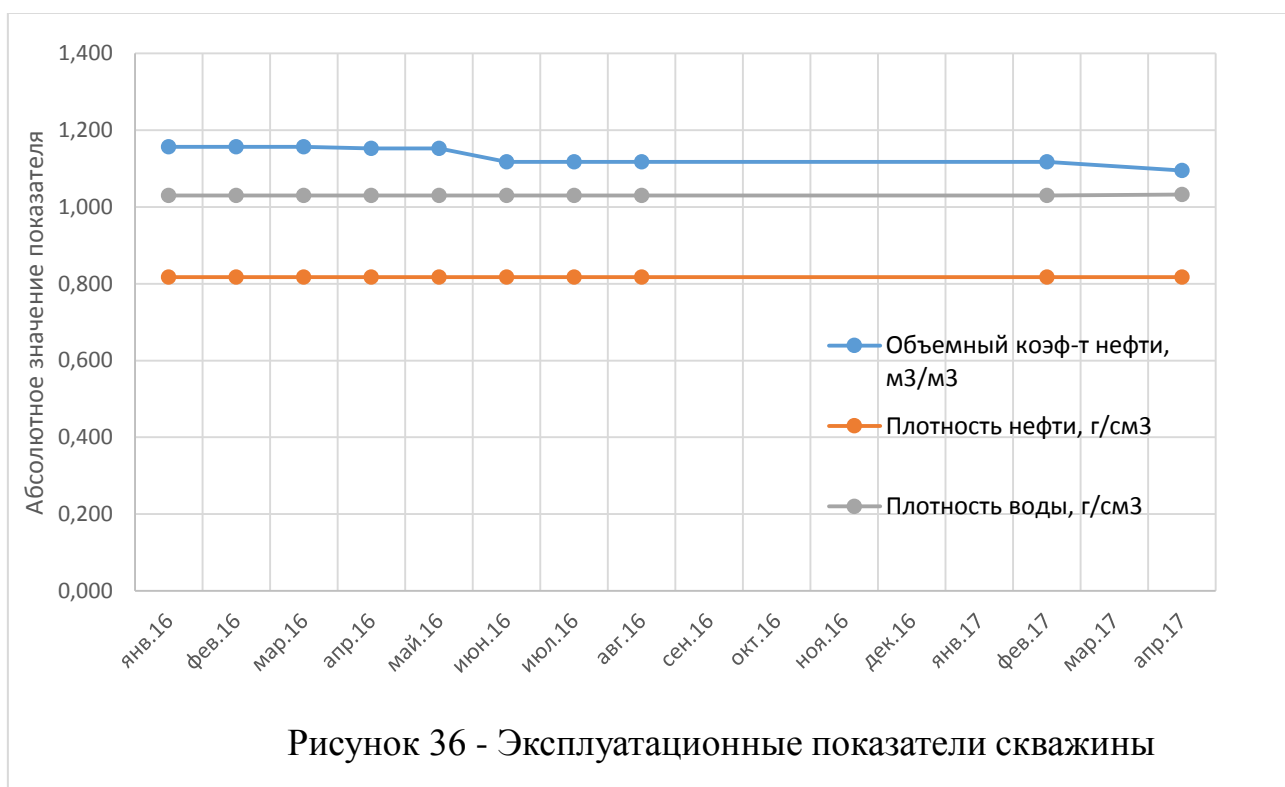


Рисунок 35 - Эксплуатационные показатели скважины

Из динамики показателей работы скважины (рисунок 35) видно, что в анализируемый период работы скважины наблюдается постепенный рост обводнённости с 62 % до 78 %, что оказывает влияние на режимы работы ЭЦН и указывает на необходимость применения дополнительных мер по защите скважинного оборудования от коррозии.

Скачок добычи нефти в апреле 2016 г. обусловлен проведением в марте 2016г. ГТМ по интенсификации притока нефти (гидроразрыва пласта) в данный период времени и замену насоса на более производительный (замена (0215)ЭЦНаКИ5–25 на (0215)ЭЦНИАКИ5–125), что позволило значительно увеличить данный показатель, но на короткий период времени, поскольку уже значительное снижение добычи нефти наблюдается к августу 2016г. (снижение добычи нефти почти в 2 раза по сравнению с апрелем 2016г.). В сентябре 2016г. была произведена замена насоса с (0215)ЭЦНИАКИ5–125 на (0215)ЭЦНИАКИ5–80, поскольку уже в августе 2016 года объем добываемой жидкости составил 50 м³/сут и необходимость использования высокопроизводительного насоса на данной скважине была экономически не выгодна, поскольку на его работу затрачивалось большое количество энергии.

Температура жидкости на входе в УЭЦН составляет 88 °С.



Из графика (рисунок 36) видно, что плотность добываемой воды и нефти стабильна на всем протяжении добычи за анализируемый период, объемный коэффициент постепенно снижается за счет высокого газового фактора, на протяжении всего периода эксплуатации скважины (от XXX м³/т в январе 2016г.

до 1579 м³/т в апреле 2017г.). Высокий газовый фактор обусловлен тем, что давление на забое скважины ниже давления насыщения (давление насыщения составляет 163 атм). Коэффициент продуктивности скважины значительно вырос после проведения ГРП скважины, что обусловлено резким увеличением притока жидкости при не столь значительном изменении давления на приеме насоса. Приток нефти через год после проведения ГРП остался на высоком уровне по сравнению с притоком до проведения ГРП – он увеличился на 65–70%.

5.2 Факторы, влияющие на эффективность эксплуатации скважин

Исходя из проведенного анализа работы скважины после проведения ГРП можно выделить следующие основные осложняющие факторы, влияющие на работу оборудования и сокращающие показатели СНО и МРП эксплуатируемого оборудования:

1. Высокий газовый фактор;
2. Высокий показатель обводненности нефти и как следствие повышенная коррозия НКТ;
3. Наличие значительного количества мехпримесей в призабойной зоне пласта после проведения ГРП.

Имеющиеся факторы приводят к таким последствиям как отказ оборудования из-за его засорения, повышенная коррозия оборудования (в частности НКТ), частый перегрев погружного электродвигателя в силу вышеуказанных причин, а также из-за высокой температуры пластовой жидкости. Для более детального анализа и выявления точных причин отказа скважинного оборудования проведем анализ добываемой воды. Наличие

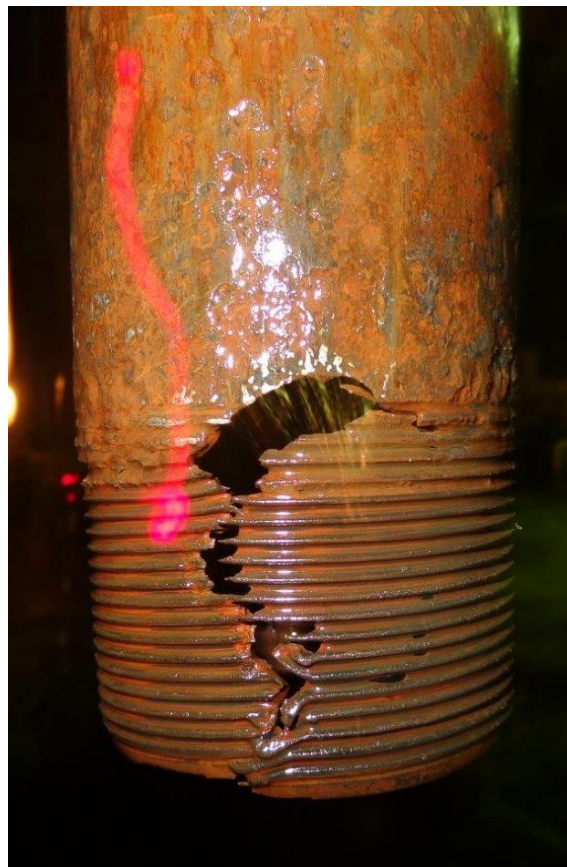
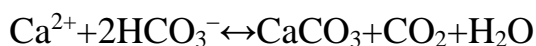


Рисунок 37 – Коррозия НКТ

имеющихся факторов подтверждается фактом преждевременного выхода из строя оборудования (в частности коррозии ниппеля НКТ 73мм), обусловленного повышенной коррозионной активностью добываемой жидкости (рисунок 37). За полгода работы было отбраковано 15 шт НКТ, в которых выявлена сквозная коррозия металла.

5.3 Определение типа пластовой воды в добывающих скважинах куста М месторождения N

Коррозия железа обуславливается наличием в воде кислорода, агрессивной углекислоты и сероводорода. В пластовых водах существует равновесие:



Из этого уравнения равновесия следует, что для поддержания определенной концентрации бикарбонат-ионов HCO_3^- , требуется, чтобы в воде присутствовало соответствующее этой концентрации количество свободного углекислого газа CO_2 , называемое равновесным.

Если фактически присутствующее в воде количество CO_2 больше равновесной концентрации, то избыток его способен вызвать растворение CaCO_3 , т.е. сдвинуть равновесие влево и довести pH воды до 3,5, при котором металл сильно корродирует. Такую воду называют агрессивной. При недостатке в воде CO_2 по сравнению с равновесной концентрацией бикарбонат-ионы HCO_3^- распадаются, т.е. равновесие сдвигается вправо, что приводит к выделению из воды осадка карбоната кальция CaCO_3 . Следовательно, при недостатке в воде CO_2 будет увеличиваться солеотложения на рабочих органах скважинного оборудования и на стенках НКТ.

Если фактическое содержание в воде углекислого газа совпадает с равновесной концентрацией, из воды не будет выделяться осадок карбоната кальция и она не способна растворять CaCO_3 . Такая вода называется стабильной (pH=7).

Таблица 5. Исходные данные для определения коррозионной активности минерализованной воды куста М месторождения N

Содержание ионов, мг/л							Свободная CO ₂ , мг/л
Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	
194	0,15	187,3	32,4	3379,2	17,29	84,06	59,05

Количество агрессивной углекислоты определяют по графикам, составленным Лаптевым Ф.Ф., в которых используется содержание связанной и свободной углекислоты. Графиком А пользуются, если

$$1,25 > \frac{rHCO_3^-}{rCa^{2+}} > 0,75,$$

где r_i – содержание иона в эквивалентной форме, в других случаях используют график Б.

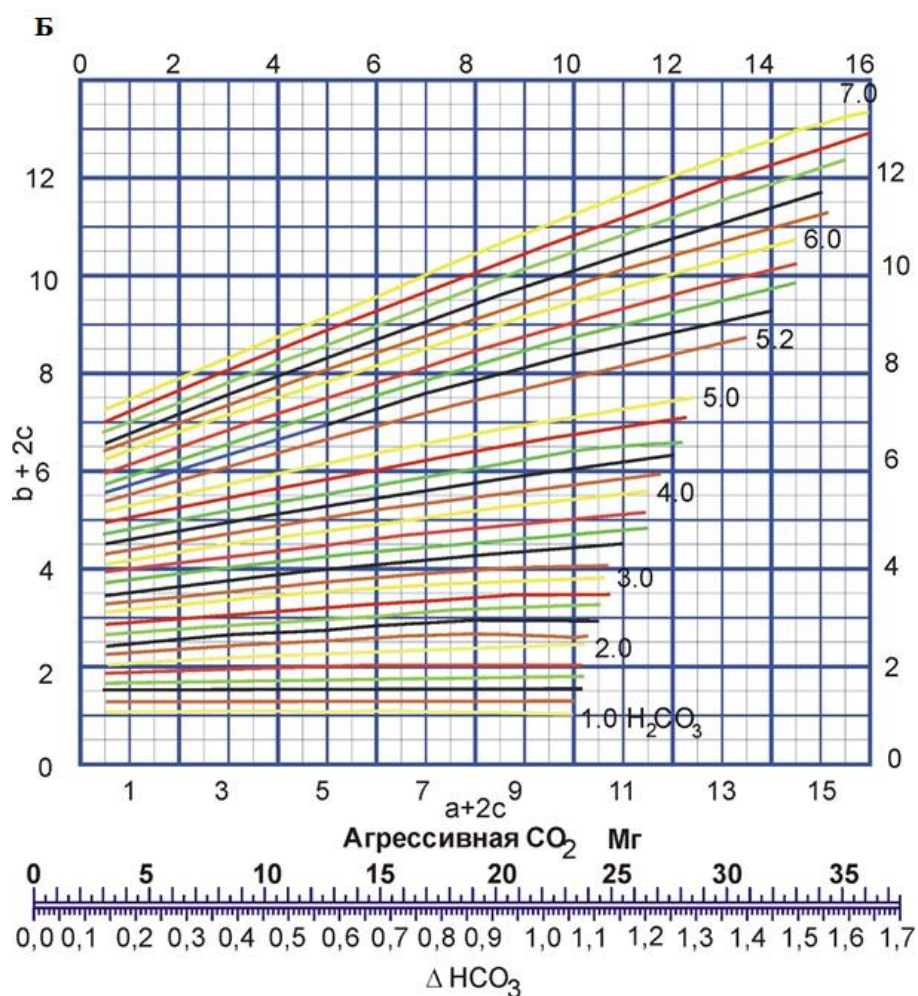


Рисунок 38 – Графические зависимости к расчету коррозионной активности воды

Определяем величину отношения $\frac{rHCO_3^-}{rCa^{2+}}$:

$$(84,06/61) / (187,3/20) = 0,147$$

т.к. полученная величина меньше **0,75**, то используем график Б.

Находим суммы эквивалентов Ca^{2+} (а) и HCO_3^- (b) и удвоенного содержания свободной углекислоты CO_2 (с):

$$rCa^{2+} = a = 187,3/20 = 9,365 \text{ мг-экв/л};$$

$$rHCO_3^- = b = 84,06/61 = 1,378 \text{ мг-экв/л};$$

$$rCO_2 = c = 59,05/44 = 1,342 \text{ мг-экв/л};$$

$$a+2c = 12,049,$$

$$b+2c = 4,062.$$

На графике Б (рисунок 38) этим суммам отвечает точка, лежащая на кривой, соответствующей эквивалентному содержанию равновесной HCO_3^- 3,2 мг-экв/л. Фактически в воде содержится 1,378 мг-экв/л HCO_3^- , т.е. равновесное эквивалентное содержание HCO_3^- выше имеющегося на 1,822 мг-экв/л ($3,2 - 1,378 = 1,822$). Это говорит о том, что в системе недостаток HCO_3^- относительно имеющегося содержания CO_2 , избыток которого будет придавать воде коррозионную активность. По нижней шкале графика находим, что этот избыток CO_2 составляет около 40 мг/л.

Зная содержание шести основных ионов в эквивалентной форме, можно, пользуясь классификацией Сулина (таблица 6), определить тип воды.

Таблица 6 – Классификация природных вод по Сулину

Тип воды	Сульфатнонатриевый	Гидрокарбонатно-натриевый	Хлормagneиный	Хлоркальциевый
Соотношение содержания ионов	$(Na^+ + K^+)/Cl^- > 1$ $(Na^+ - Cl^-)/SO_4^{2-} < 1$	$(Na^+ + K^+)/Cl^- > 1$ $(Na^+ - Cl^-)/SO_4^{2-} > 1$	$(Na^+ + K^+)/Cl^- < 1$ $(Cl^- - Na^+)/Mg^{2+} < 1$	$(Na^+ + K^+)/Cl^- < 1$ $(Cl^- - Na^+)/Mg^{2+} > 1$

Расчет содержания ионов в эквивалентной форме r_i :

$$r_i = \frac{q_i}{\Xi_i}, \text{ мг-экв/л}$$

$$\mathcal{E}_i = \frac{MM_i}{B_i}$$

где q_i – содержание иона, мг/л, \mathcal{E}_i – эквивалент иона (таблица 7), MM_i – молекулярная масса иона; B_i – валентность иона.

Таблица 7 – Эквиваленты ионов

Ион	Na^+	Mg^{2+}	Ca^{2+}	K^+	Fe^{3+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}
Молекулярная масса	23	24	40	39	56	35,5	96	61	60
Эквивалент	23	12	20	39	18,6	35,5	48	61	30

$$(\text{Na}^+ + \text{K}^+) / \text{Cl}^- = (194/23 + 0,15/39) / (3379,2/35,5) = 0,0887 < 1;$$

$$(\text{Cl}^- - \text{Na}^+) / \text{Mg}^{2+} = (3379,2/35,5 - 194/23) / (32,4/12) = 32,131 > 1$$

По результатам расчетов можно сделать вывод о том, что пластовая вода на кусту М месторождения N относится к хлоркальциевому типу.

Анализ полученных данных позволяет сделать следующие вывод о том, что в скважине присутствует агрессивная среда, которая характеризуется повышенным содержанием CO_2 .

Исходя из полученных данных необходимо осуществить подбор возможных методов борьбы с данным осложнением.

5.4 Способы повышения эффективности эксплуатации скважин куста М месторождения N

Для обеспечения защиты скважинного оборудования от негативного воздействия коррозии наиболее эффективными и распространенными являются следующие:

- **Постоянная или периодическая обработка скважины ингибиторами коррозии**, в нашем случае ингибиторов углекислотной коррозии с использованием дозирующего устройства типа УДЭ. Все предлагаемые

производителями ингибиторы относятся к 3 классу опасности, то есть это вещества умеренно опасные.

Проанализировав предлагаемый ассортимент ингибиторов, были подобраны те, что соответствовали следующим требованиям:

- не должен способствовать созданию высоковязких эмульсий в НКТ и выкидных линиях;
- эффективность ингибитора при оптимальных концентрациях должна быть выше 80%;
- должен быть технологичен при применении, малотоксичен, температура замерзания не выше -40°C ;
- при закачке в пласт не должен ухудшать проницаемость пород в призабойной зоне пласта.

Наиболее подходящими ингибиторами по борьбе с углекислотной коррозией являются:

а) Ингибитор коррозии ИТПС-508 предназначен для защиты от коррозии нефтепромыслового и скважинного оборудования в коррозионно-агрессивных средах. ИТПС-508 в зависимости от исходного сырья и показателей качества выпускается в виде шести марок: А, Б, К, В, Л, Н. ИТПС-508 марки Н является также ингибитором солеотложений (комплексный ингибитор солеотложений и коррозии). Защитный эффект реагента определяется электрохимическим и/или гравиметрическими методами. Концентрация реагента, обеспечивающая ингибирование коррозии в «Углекислотной модельной воде» и/или «Сероводородсодержащей модельной воде» не должна превышать 30 мг/дм³, при этом эффективность ингибирования коррозии должна быть не менее 90%. Эффективная дозировка ингибитора коррозии определяется исходя из индивидуальных характеристик различных сред. Скорость коррозии товарной формы реагента, определенная по ГОСТ Р 9.905, ГОСТ 9.506 и ГОСТ 9.502 с использованием пластин Ст3 по ГОСТ 380 при 200С, для фонда скважин не превышает 0,089 г/м²*ч, для остальных направлений не превышает 0,125 г/м²*ч.

Ингибитор коррозии ИТПС-508 термостабилен и сохраняет свои защитные свойства при температуре 1500С

б) СОНКОР-9925 – Ингибитор коррозии, предназначен для защиты выкидных линий нефтепромыслового оборудования в системах нефтесбора, поддержания пластового давления, а также для ингибирования внутрискважинного оборудования и трубопроводов путем закачки в затрубное пространство. Обладает увеличенным коэффициентом перехода в воду, улучшенной адгезионной способностью, обладает свойствами ингибирования неорганических отложений.

Особенности ингибитора:

- Эффективен в условиях системы ППД и нефтесбора;
- Эффективен в условиях CO_2 коррозии, H_2S -коррозии, смешанной коррозии $\text{CO}_2+\text{H}_2\text{S}$;
- Применяется в системах с высокой минерализацией;
- Обладает высокой прочностью пленки.

в) Ингибитор коррозии металлов КИ–1М широко используется в нефтегазодобывающей промышленности. Ингибитор кислотной коррозии применяется:

- при многократном использовании и утилизации сточных вод, в состав которых входит сероводород;
- в процессе добычи, переработки, транспортировки нефти (обводненной);
- для обработки скважин кислотными растворами (чтоб увеличилась их продуктивность);
- как расходный материал системы поддержания давления внутри пластов (в нагнетательных скважинах) и т.д.

Ингибитор КИ–1М может транспортироваться непосредственно в сам пласт, или же подаваться в другую необходимую среду. Подача КИ–1М может быть постоянной или периодической.

Основным компонентом ингибитора кислотной коррозии КИ–1М является продукт взаимодействия пиридина с хлорметильными ароматическими углеводами.

В просчете на безводный продукт – 0,3 – 0,8% – рекомендуемая концентрация ингибитора кислотной коррозии КИ–1М. Применять вещество можно в интервале температур от -25°C до $+120^{\circ}\text{C}$ в растворах фосфорной и серной кислот (концентрацией до 59%), в плавиковой и соляной (до 30%).

Степень защиты металла, при использовании ингибитора КИ–1М, составляет 97,5 – 98,5%. Плотность ингибитора кислотной коррозии КИ–1М при комнатной температуре (20°C) то 1,15 до 1,18 г/см³.

г) НОРУСТ 760 Марка В.

Область применения:

- Защита обсадных труб от CO_2 и/или H_2S коррозии.
- Защита трубопроводного транспорта от CO_2 и/или H_2S коррозии.
- Защита нефтепромыслового оборудования от CO_2 и/или H_2S коррозии.

Преимущества применения:

- Высокая скорость образования защитной пленки.
- Отсутствие образования эмульсии.
- Стабильность ингибитора коррозии при высоких температурах и давлениях.
- Высокая эффективность ингибитора, позволяющая снижать дозировки при применении.
- Совместимость ингибитора с другими химическими продуктами.
- Низкая температура замерзания ингибитора.

Технология применения – вводится постоянно с помощью дозирующего насоса. Дозировка зависит от коррозионной активности среды.

Для систем нефтепровода дозировка изменяется от 10 до 25 г/м³ от общего объема жидкости. Возможно применение для обработки затрубного

пространства скважин, оборудованных ЭЦН, для защиты подземного оборудования (периодичность обработки один раз в 1-2 недели).

д) Азол CI – 130 представляет собой смесь азотсодержащих поверхностно-активных веществ в водо-метанольном растворе. Предназначен для защиты от коррозии напорных и выкидных трубопроводов, транспортирующих обводненные газожидкостные и нефтяные среды, содержащие сероводород и углекислый газ. Ингибитор применяется по технологии непрерывного дозирования. Защитный эффект ингибитора при концентрации от 15 до 25 г/т водонефтяной смеси составляет более 90%. Температура застывания не выше – 50 градусов Цельсия. «Азол CI–130» не оказывает отрицательного влияния на качество товарной нефти и продуктов ее переработки.

е) Ипроден К–1 Марки А – Однородная жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета. Температура застывания не выше –50 градусов Цельсия. Защитное действие при концентрации ингибитора 50 мг/л, %, не менее:

- в условиях сероводородной коррозии – не менее 90%;
- углекислотной коррозии – не менее 90%.

- **Использование НКТ с внутренним полимерным покрытием.** Для создания такого покрытия применяется два типа пластмасс: термопластичные (поливинилхлорид, полиэтилен, полипропилен, фторопласт и т.д.) и термореактивные (фенопласты, эпоксидные, полиэфирные). Такие покрытия имеют высокую коррозионную стойкость (в т.ч. в высокоминерализованных средах) и длительный срок службы. Повысить верхний температурный предел эксплуатации для полимерных покрытий удалось компании «Плазма» (также из Бугульмы), которая разработала внутреннее полиуретановое покрытие PolyPlex–Р и наладила его нанесение на НКТ. «Покрытие надежно работает в течение длительного срока при температурах среды до +150°С, имеет высокую коррозионную стойкостью к агрессивным пластовым жидкостям. После полимеризации покрытие имеет очень гладкую поверхность, что обеспечивает хорошую защиту от АСПО и солей, значительно снижает гидравлическое сопротивление стенок трубы. Износостойкость полиуретана в несколько раз

выше, чем нержавеющей стали. Характерное свойство покрытия – очень высокая эластичность, оно практически нечувствительно к любым деформациям НКТ, в том числе к изгибу на любой угол и кручению. Покрытие не склонно к сколам и трещинообразованию, экологически чисто. Что важно, при очистке и ремонте НКТ допустимы кратковременная (до 1000 часов) обработка паром с температурой до 200°C и кислотная промывка». «Анализ применения НКТП (НКТ с полимерным покрытием) показывает, что такие трубы имеют высокие защитные свойства при эксплуатации как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах. В целом гладкая пленка внутреннего покрытия значительно снижает гидравлическое сопротивление и, как следствие, энергозатраты на подъем нефти на поверхность. Применение НКТП позволяет увеличивать межремонтный период на скважинах с парафинопроявлениями в среднем в четыре раза. Пониженная адгезия АСПО с покрытием позволяет обходиться практически без применения высокотемпературных обработок, а отложения в виде подвижной тонкой корки легко удаляются при гидроструйной промывке [10].

- **Использование стеклопластиковых НКТ (рисунок 39).**

Преимущества стеклопластиковых НКТ:

- Полное отсутствие любых видов коррозии (материал инертен к кислотам, щелочам, солям, сероводород- и кислородсодержащим соединениям);

- Срок службы даже при транспортировании агрессивных жидкостей превышает 50 лет;



Рисунок 39 – Трубы НКТ из стеклопластика

— Отсутствие либо существенное сокращение отложений парафинов, твердых осадков и различных солей на внутренней поверхности труб благодаря гладкости стенок и низкой теплопроводности;

— Низкое гидравлическое сопротивление благодаря гладкой внутренней поверхности;

— Небольшая масса труб – от трех до пяти раз меньше массы аналогичного металлического изделия;

— Стеклопластик относится к незранирующим (радиопрозрачным) материалам;

Технические характеристики стеклопластиковых НКТ: Максимальная глубина – 3000 м; максимальное рабочее давление – 27,6 МПа; коэффициент запаса прочности по герметичности не менее 2,3; Диапазон рабочих температур до +150°C, ограничений по отрицательным температурам нет; максимальная длина труб до 9120 мм.

Накопленный пятилетний опыт эксплуатации стеклопластиковых насосно-компрессорных труб в ОАО «Удмуртнефть» подтверждает высокую технологическую эффективность стеклопластиковой НКТ. Для 44 скважин системы поддержания пластового давления, оснащенных СПНКТ, отмечается значительный рост МРП до 2000 сут и более. Для добывающего фонда скважин, наблюдается увеличение МРП в 2 и более раз, снижение отказов по коррозии НКТ, что способствует сокращению потерь нефти и увеличению ресурса работы НКТ.

Возникшие проблемы с резьбовой частью трубы при проведении спускоподъемных операций, возможно будут решены путем оснащения стеклопластиковых НКТ стальными удлинителями, на текущий момент продолжаются опытно-промысловые испытания данной конструкции [14].

- Использование НКТ из высоколегированных сталей (в частности с добавлением хрома), которые являются коррозионностойкими. Трубы углекислотостойкие – предназначены для эксплуатации на месторождениях,

содержащих в добываемой продукции диоксид углерода. Металл труб обладает стойкостью к углекислотной коррозии. Для обеспечения коррозионной стойкости труб, содержание хрома в стали составляет 13 %. Для эксплуатации труб в районах Сибири, Крайнего Севера и Арктики предназначена специальная серия труб, которая кроме стойкости к углекислотной коррозии обладает высокой пластичностью и ударной вязкостью при отрицательных температурах.

Для снижения влияния повышенного газосодержания (высокий газовый фактор) на эффективность эксплуатации уже используется газосепаратор-диспергатор, установленный на приеме УЭЦН. Но для повышения эффективности работы можно предложить еще несколько новых технологий:

а) *Инкапсулированная УЭЦН с системой рециркуляции.* Для работы скважинах, осложненных наличием большого количества свободного газа, все более широкое применение

находит

инкапсулированная

УЭЦН с системой рециркуляции

(рисунок 40). Как и

предполагает

название,

конструкционно

компоновка

представляет собой

установку ЭЦН,

спущенную в

специальной капсуле.

Внешний диаметр

капсулы может

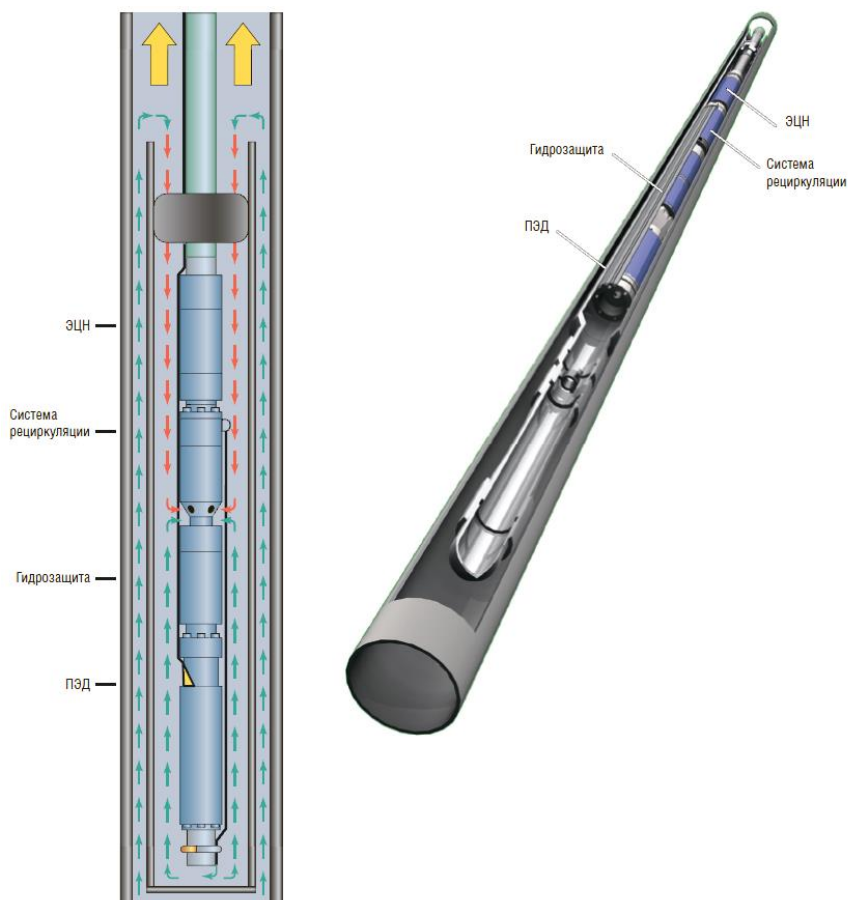


Рисунок 40 – УЭЦН с системой рециркуляции

составлять 5,5 или 4,5 дюйма (139,7 и 114,3 мм) для применения в обсадных колоннах диаметром 7 и 5,5 дюймов.

Данная система использует преимущества увеличенной естественной сепарации свободного газа и принудительного охлаждения двигателя. Возможен спуск инкапсулированной компоновки ниже интервала перфорации в условиях экстремального содержания свободного газа, когда прочие системы не находят применения. Данное техническое решение также позволяет получить положительные результаты. При этом достигается максимизация добычи путем значительного снижения забойного давления, улучшается охлаждение двигателя, внутренние части системы (в том числе удлинитель) защищаются от механических повреждений при спуске УЭЦН, предотвращаются остановки по срывам подачи [16].

б) *Применение ЭЦН с широким рабочим диапазоном.* В условиях высокого газосодержания величина дебита на приеме ЭЦН значительно отличается от замеренного на поверхности, что очень важно учитывать на этапах подбора и эксплуатации оборудования. В таких случаях важно наличие технической возможности использования ЭЦН с широким рабочим диапазоном. Так, например, рабочий диапазон от 7 до 370 м³/сут и частота 50 Гц позволяют эксплуатировать оборудование в постоянно изменяющихся скважинных условиях. В настоящее время во многих нефтедобывающих компаниях особое внимание уделяется программам интенсификации добычи нефти. Рассматриваются возможности массового внедрения многостадийного ГРП, после которого дебит может значительно изменяться. При этом высокое газосодержание требует применения ЭЦН с еще более широким диапазоном производительности. Широкий рабочий диапазон насоса в этом случае позволяет снизить затраты на ремонт скважины и оборудования и т.д. [16].

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Для выбора наиболее эффективного решения по выбору оптимальной технологии по борьбе с коррозией оборудования, работающего в скважине куста М месторождения N проведем ориентировочный расчет затрат по внедрению каждого из предложенных методов.

Для применения ингибиторов коррозии на конкретной скважине необходимо приобретение дополнительного оборудования на устье скважины – установки для дозировки и закачки ингибитора в скважину. Ориентировочная стоимость данной установки составляет – 840 000 руб с НДС.

Поскольку закачка реагентов производится периодически, то для сравнения затрат на их применение необходимо формулой:

$$S_p = N * P * Q$$

S_p – затраты на разовую обработку, руб; N – расход ингибитора, кг/тн; P – цена ингибитора, руб/кг; Q – дебит жидкости, т/сут.

$$S_{мес} = N * P * Q * n$$

$S_{мес}$ – затраты в месяц, руб; n – периодичность обработки в месяц.

Расход ингибитора (мг/литр) будем использовать согласно рекомендации производителя. Для простоты расчета периодичность обработки (количество закачек в месяц) установим одну для всех ингибиторов – 5 раз в месяц. Средний объем добычи жидкости в сутки составляет 57,7 тн, плотность нефти составляет 0,817 кг/дм³, плотность жидкости составляет 1,03 кг/дм³, средняя обводненность равна 68%.

Перевод единиц измерения расхода ингибитора из мг/л в кг/тн произведен согласно следующего алгоритма:

$$N \text{ (кг/тн)} = N \text{ (мг/л)} / \rho_{ж} \text{ (г/л)};$$

Плотность добываемой жидкости рассчитываем по формуле:

$$\rho_{ж} = \rho_n * (1 - B) + \rho_v * B,$$

где ρ_n – плотность нефти, ρ_v – плотность воды, B – обводненность.

Стоимость и рекомендуемый расход каждого из предложенных ранее ингибиторов коррозии составляет:

1. НОРУСТ 760 Марка В (рекомендуемый расход 25 мг/л) – 85000 руб/тн без НДС.
2. Азол СИ – 130 (рекомендуемый расход от 15 до 25 г/т) – 72000 руб/тн с НДС.
3. Ипроден К–1 Марки А (рекомендуемый расход 30 мг/л) 68000 руб/тн с НДС.
4. КИ–1М (рекомендуемый расход 0,8% на безводный продукт) 103000 руб/тн с НДС.
5. ИКБ–4 (рекомендуемый расход 50 мг/л) 62000 руб/тн без НДС.
6. Олазол–Т2П (рекомендуемый расход 50 мг/л) 69000 руб/тн без НДС.

Результаты расчета итоговой суммы затрат по ингибиторам представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Расчеты затрат на обработку ингибитором

№ п/п	Наименование ингибитора	Расход, мг/л	Цена, руб/тн	Расход кг/тн	Затраты на разовую обработку, руб	Затраты на месячную обработку, руб
1	НОРУСТ 760 Марка В	25	85000	0,93	4567,53	22837,63
2	Азол СИ – 130	30,6	72000	1,14	4735,61	23678,06
3	Ипроден К–1 Марки А	30	68000	1,12	4384,83	21924,13
4	КИ–1М	21,5	103000	0,80	4754,48	23772,40
5	СОНКОР-9925	50	62000	1,86	6663,21	33316,07
6	ИТПС 508	50	69000	1,86	7415,51	37077,57

Согласно полученных результатов видно, что наиболее выгодным является применение ингибитора Ипроден К–1 Марки А, поскольку сочетание не

большого расхода и средней цены дает наилучший экономический эффект из приведенных ингибиторов.

Использование данного способа профилактики и защиты оборудования от коррозии должны позволить увеличить МРП в 2–3 раза, то есть с учетом того, что последний раз наработка НКТ составила 166 суток, то при внедрении данного мероприятия НКТ должны прослужить около 330-500 дней.

Исходя из планируемого увеличения рассчитаем полную стоимость затрат на внедрение данного способа защиты:

$$(500/30)*21\,924,13+840\,000,00 = 1\,205\,402,17 \text{ руб. с НДС.}$$

Таким образом общие затраты по закупке оборудования и материалов для ингибиторной обработки скважины составляет **1 205 402,17 руб с НДС.** (без учета работ по установке и настройке оборудования).

Следующий способ защиты оборудования – замена НКТ изготовленных из обычных марок стали на НКТ, изготовленных из коррозионностойких марок стали (наиболее стойкими являются стали с 13% содержанием хрома), НКТ, изготовленных из стеклопластика и стальных труб, футерованных внутри полимерными материалами.

Ориентировочная стоимость таких труб составляет:

1. Трубы НКТ d=73мм сталь 13ХФА (длина 9,5м, 9,2кг/м) – 75000 руб/тн с НДС.
2. Трубы НКТ d=73мм стеклопластиковая (длина 9,12м, 3,1кг/м) – 162000 руб/тн с НДС.
3. Трубы НКТ d=73мм футерованные полимерными материалами (длина 9,5м, 10,3кг/м) – 95000,00 руб/тн с НДС.

Глубина спуска оборудования в скважине составляет 2262м. Исходя из глубины спуска рассчитаем необходимое количество труб, общую массу потребности и стоимость затрат по замене (таблица 8):

Таблица 8 – Сводная таблица расчета стоимости затрат по замене НКТ

№ п/п	Вид трубы	Масса пог. метра трубы, кг	Длина одной трубы, м	Количество труб для замены, шт	Общая масса труб для замены, тн.	Цена, руб/тн	Стоимость затрат по замене, руб
1	сталь 13ХФА (категория К)	9,2	9,5	238	20,8	105000	2184000,00
2	стеклопластик	3,1	9,12	248	7,0	162000	1135976,40
3	футерованные	10,3	9,5	238	23,3	95000	2213367,00
4	сталь 3сп/пс (категория Д)	9,2	9,5	238	20,8	73000	1518400,00

Таким образом наиболее выгодным является приобретение стеклопластиковых труб, которые являются более легкими, что в пересчете на метраж дает свой экономический эффект, при этом сохраняя все необходимые физические характеристики.

Таким образом заменив НКТ из обычной стали категории Д на НКТ из стеклопластика можно получить следующий экономический эффект:

1. Трубы в пересчете на метрах являются более дешевыми (экономия в размере: $1\,135\,976,40 - 1\,518\,400,00 = 382\,423,60$ руб.)

2. Данные трубы должны прослужить в 2-3 раза дольше, чем стальные категории Д, следовательно, имеется косвенный экономический эффект в размере полной стоимости стальных труб – 1 518 400,00руб, которые будут отбракованы, если не будут подвергаться защите от коррозии.

Также стоит сказать о том, что осуществляя выбор необходимых мероприятий по предупреждению и борьбе с коррозией можно акцентировать внимание на следующем:

1. Рассматривая выбор между ингибиторной обработкой или установкой коррозионностойкого оборудования (в нашем случае заменой НКТ), то наименее затратным в приведенном примере является замена труб на НКТ

изготовленных из стеклопластика – наименьшие затраты в размере – 1 135 976,40 руб.

2. Рассматривая более глубоко данный вопрос, то можно сказать, что ингибиторная обработка охватывает не только защиту НКТ изготовленных из обычной стали, но и остальное скважинное оборудование (газосепаратор, погружной электродвигатель, ЭЦН и др.), когда замена НКТ на стеклопластиковые не устраняет воздействия коррозии на другое скважинное оборудование.

3. Наиболее эффективной защитой будет использование комбинированных способов, например, частичная замена труб наиболее изнашиваемых участков НКТ на стальные коррозионностойкие трубы и параллельная обработка ингибиторами коррозии погружного оборудования, что даст наибольший эффект, при этом можно получить наилучшие показатели СНО и МРП.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной квалификационной работы является исследование особенностей добычи нефти в осложненных условиях и пути повышения ее эффективности. По результатам исследования для борьбы с выявленными осложняющими факторами месторождения N были предложены следующие методы:

- Закачка в пласт ингибиторов коррозии различного типа при помощи УДЭ;
- Замена в скважине стальных труб категории Д на стеклопластиковые трубы или на коррозионностойкие трубы из высоколегированной стали с добавлением хрома;
- Применение УЭЦС с системой рециркуляции.

Вышеуказанные методы применяются непосредственно на скважине, основной персонал, на который непосредственно участвует в реализации – рабочие, обслуживающие куст скважин (операторы, слесари, механики участков и т.д.).

При реализации данных методов на рабочих воздействуют следующие вредные факторы:

- Повышенный уровень шума на рабочем месте (основными источниками являются работающие электродвигатели компрессорных установок, гул трансформаторных подстанций, работающие насосы устройств дозирования);
- Повышенный уровень вибрации (вибрация от работающих электродвигателей, установленных на УДЭ);
- Отклонение показателей микроклимата в помещении и на открытом воздухе;
- Воздействие вредных веществ (предлагаемые ингибиторы коррозии относятся к 3 классу опасности веществ).

К опасным факторам на месторождении N является:

— Высокое давление (добыча нефти предполагает наличие высокого давления в фонтанной арматуре, выкидных линиях, линиях транспортировки нефти);

— Электричество (основной источник – электроустановки на месторождении такие как: трансформаторные подстанции, станции управления, электрические кабели питания);

Для повышения экономической эффективности работы предприятия необходимо создать безопасные условия труда для работников, что минимизирует риск несчастных случаев и повысит производительность труда персонала на производстве.

7.1 Производственная безопасность

В данном разделе указаны вредные и опасные факторы, выявленные при разработке проектируемого решения. К *физическим факторам* относятся:

- воздействие электрического тока на организм человека,
- влияние повышенного уровня шума и вибрации,
- влияние неустойчивых климатических условий.

К *химическим факторам* относятся:

— токсичность ингибиторов, которые относятся к 3 классу опасности (умеренно опасным). Данные вещества могут попасть в организм человека по дыхательным путям, при попадании на кожу и при попадании в желудочно–кишечный тракт.

7.1.1 Анализ выявленных вредных факторов.

Повышенный уровень шума на рабочем месте вследствие работы электродвигателей дозирующих устройств имеет место такой вредный фактор, как повышенный уровень шума. Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до

его полной глухоты. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Нарушения слуха – проблема не только здоровья отдельного работника, но и безопасности труда как его самого, так и третьих лиц [21].

Допустимый уровень звукового давления для работников, выполняющих операторские задачи по точному графику с инструкцией составляет 65 дБА в соответствии с ГОСТ 12.1.003–2014 [21]. При разработке технологических процессов, проектировании, изготовлении и эксплуатации машин, производственных зданий и сооружений, а также при организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах, до значений, не превышающих допустимые:

- разработкой шумобезопасной техники;
- применением средств и методов коллективной защиты по ГОСТ 12.1.029;
- применением средств индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051 [34].

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026 [23]. Работающих в этих зонах администрация обязана снабжать средствами индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051 [34]. Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Все это ведет к снижению

производительности труда. Изменения в физиологическом состоянии организма — в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно–сосудистой системы, нарушении функций опорно–двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций органов внутренней секреции. Все это приводит к возникновению вибрационной болезни.

Отклонение показателей микроклимата в помещении и на рабочем месте. Параметры микроклимата оказывают существенное влияние на самочувствие, состояние здоровья и работоспособность человека. Отклонение параметров микроклимата приводит к нарушению теплового баланса. Понижение температуры окружающего воздуха приводит к увеличению теплоотдачи от организма за счет теплопроводности, конвекции и излучения. Сильное понижение температуры может привести к чрезмерному переохлаждению организма. Понижение температуры и повышение скорости движения воздуха также увеличивает теплоотдачу от организма и может привести к переохлаждению организма за счет возрастания отдачи теплоты конвекцией и при испарении пота. При переохлаждении организма уменьшается функциональная деятельность органов человека, скорость биохимических процессов, снижается внимание, затормаживается умственная деятельность и как следствие снижается активность и работоспособность. При повышении температуры тепловыделения человека начинают превышать теплоотдачу, может возникать перегрев организма. Ухудшается самочувствие и падает работоспособность. Действие высокой температуры воздуха на организм нередко вызывает серьезные и стойкие изменения в деятельности сердечно–сосудистой системы, наблюдаются изменения со стороны дыхания, снижается секреция желудочного и поджелудочного сока, желчи, угнетается моторика желудка, снижается сила условных рефлексов, ослабляется внимание, ухудшается координация движения, что может быть причиной роста травматизма, снижение работоспособности и производительности труда. В соответствии с СанПиН 2.2.4.548–96 показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения. [32].

Операторская работа относится к категории энергозатрат Iб, следовательно, нормальными показателями микроклимата являются следующие значения, перечисленные в таблице 9 [32].

Таблица 9 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Iб (140–174)	21–23	20–24	60–40	0,1
Теплый	Iб (140–174)	22–24	21–25	60–40	0,1

Практически все ингибиторы коррозии, солеотложений или эмульгаторы, применяемые для обработки скважин относятся к веществам 3го класса опасности:

- Предельно допустимая концентрация вредных веществ 3го класса опасности в воздухе рабочей зоны, мг/куб. м – 1,1–10,0;
- Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг – 151–5000;
- Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг – 501–2500;
- Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/куб. м – 5001–50000.

При использовании ингибитора он не создает в рабочей зоне (в воздухе над ней) токсичные пары. Вещество взрыво- и пожаробезопасное, т.е. не взрывается

и не горит. При попадании на поверхность кожного покрова раздражения не вызывает. Избегать попадания в глаза и на слизистые оболочки.

Поэтому для защиты персонала требуется обеспечение работников, непосредственно контактирующих с опасными веществами обеспечивать средствами индивидуальной защиты: защитные очки по ГОСТ 12.4.013 [25], резиновые перчатки по ГОСТ 20010 [28], спецодежда и обувь по ГОСТ 12.4.103[26] в соответствии с типовыми отраслевыми нормами, утвержденными в установленном порядке. При высоких концентрациях паров (выше ПДК) следует использовать фильтрующий промышленный противогаз марок А, М или БКФ по ГОСТ 12.4.121 [27].

Утилизация отходов производства должна осуществляться в соответствии с «Санитарными правилами порядка накопления, транспортирования, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов» (№ 8180–84 от 28.12.84) [33].

Показатели пожаровзрывоопасности — по ГОСТ 12.1.044–89 [29]. В условиях пожара следует применять противогаз марки КИП–8 или АСВ–2. Тушить следует водой, водяным паром, пеной или углекислотой.

7.1.2 Анализ выявленных опасных факторов

Электробезопасность.

На месторождении N присутствуют установки, работающие от электрической сети высокого напряжения. Действие электрического тока более 25 мА приводит к параличу мышц органов дыхания в результате чего человек может просто–напросто задохнуться. При дальнейшем увеличении тока возникает фибрилляция сердца. Электрический ток проходя через организм человека может оказывать на него три вида воздействий:

- термическое;
- электролитическое;
- биологическое.

Термическое действие тока подразумевает появление на теле ожогов разных форм, перегревание кровеносных сосудов и нарушение

функциональности внутренних органов, которые находятся на пути протекания тока.

Электролитическое действие проявляется в расщепление крови и иной органической жидкости в тканях организма вызывая существенные изменения ее физико–химического состава. Биологическое действие вызывает нарушение нормальной работы мышечной системы. Возникают непроизвольные судорожные сокращения мышц, опасно такое влияние на органы дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, это может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к абсолютному прекращению их функциональности. Согласно требованиям электробезопасности ГОСТ Р 12.1.019–2009 [30], электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности.

К средствам защиты относят:

- изолирующие клещи;
- диэлектрические перчатки,
- боты;
- индивидуальные экранирующие комплекты;
- плакаты и знаки безопасности;
- оградительные устройства.

В качестве организационно–технических мер обеспечения электробезопасности используются методы ориентации, к которым относят:

- специальная маркировка частей электрооборудования,
- предупредительные знаки,

- надписи и таблички,
- окраска токоведущих частей [30].

Высокое давление

При добычи нефти используется оборудование высокого давления, такие как: вентили, краны, трубопроводы и др. За их состоянием необходимо вести постоянный контроль. В случае обнаружения трещин, выпуклостей стенок, пропускания газа или жидкости, отпотевания в сварных швах, неисправности или некомплектности крепежных деталей, крышек и люков, неисправности или отсутствия предохранительных клапанов, манометров, термометров, сигнальных устройств и т. д. эксплуатация оборудования не допускается во избежание его разрушения.

Обслуживающий персонал обо всех замеченных недостатках и неполадках в работе поверхностного и подземного оборудования и принятых мерах для их устранения делает отметку в эксплуатационном журнале.

7.2 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность обеспечивает соответствие экологической деятельности организации нормативным требованиям при помощи разработанных мер, как организационного, так и технического характера, составляющих целый комплекс. Экологическая безопасность на предприятии – это целый комплекс мер, направленных на первом этапе на выявление негативных факторов, которые могут повлиять на здоровье или даже жизнь работников предприятия. Деятельность в области охраны окружающей среды основана на следующих принципах:

- соблюдение требований законодательства и других применимых к деятельности компании требований в области охраны окружающей среды;
- сохранение благоприятной окружающей среды и биологического разнообразия;
- баланс интересов компании и общества при использовании природных ресурсов;

- нетерпимость к экологическим рискам;
- инновационность при внедрении экологических технологий;
- приоритетность предупреждающих мер над мерами по ликвидации опасных событий.

7.2.1 Анализ воздействия на литосферу

Основными воздействиями на литосферу при добыче нефти являются:

— Механическое воздействие, которое проявляется при проведении буровых работ и при обустройстве скважин (прокладке дорог, трубопроводов, буровых установок и т.п.)

— Химическое воздействие, которое проявляется при обработке скважины химреагентами различного типа, тем самым загрязняя плодородный слой вблизи места добычи, а также при утилизации отходов или при загрязнении почв при аварийных ситуациях, сопровождающихся выбросом нефтепродуктов. Остаточная нефть, оставаясь на месте разлива, постоянно просачивается в почвенные воды и создает угрозу загрязнения нефтепродуктами подземных водоносных горизонтов, являющихся источником водоснабжения населенных пунктов. Постепенно мигрируя, нефтяное загрязнение распространяется на территориях, иногда значительно превышающих площадь первичного загрязнения.

Устранение воздействий предусматривает рекультивацию земель после окончания использования скважин, которая состоит из нескольких этапов:

1. Микробиологическая очистка земель —метод заключается в проведении на загрязненных землях ряда агротехнических мероприятий, направленных на активизацию почвенных нефтеокисляющих микроорганизмов, обладающих способностью использовать в качестве источника питания углеводороды нефти, в конечном счете, окисляя их до CO_2 и воды.

2. Засев земель растениями, устойчивыми к загрязнению. После посева на участке должны вестись длительные наблюдения за ростом трав. По достижении устойчивого (в течение года) нормативного общепроективного

покрытия участка, его рекультивация считается завершенной, а участок может быть представлен к сдаче. Дальнейшее самоочищение почвы на участке будет происходить самопроизвольно

7.2.2 Анализ воздействия на гидросферу

Эта задача реализуется выделением и соблюдением водоохранных зон, повышением надежности магистральных нефтепроводов на участках прохождения через водоемы, оснащением бригад по ликвидации аварийных выбросов техникой и биобакпрепараторами для обработки загрязненной поверхности. Сброс промышленных стоков с объектов необходимо закачивать в продуктивные пласты.

Необходимо ежегодно разрабатывать и реализовывать водоохранные мероприятия по постановлению СМ СССР №64 от 19.01.88 «О первоочередных мерах по улучшению использования водных ресурсов в стране»:

- сокращение технологических потерь воды за счет регулирования закачки воды и пластового давления в зоне отбора нефти;
- рассредоточение объема закачки воды по пласту;
- снижение давления нагнетания в зоне ведения закачки по пласту;
- проведение ремонтно–изоляционных работ на обводненных скважинах;
- сокращение технических потерь воды в системе ППД.
- При бурении скважин:
- исключить размещение кустов скважин в зонах затопления и в пределах водоохранных зон;
- предусматривать гидроизоляцию площадок под нефтепромысловые объекты;
- не применять в буровых растворах нефтепродукты и другие токсичные реагенты. Использовать при бурении полимерный буровой раствор с КМЦ и ППА;
- применять четырехступенчатую очистку центрифуг;

- промливневые стоки с площадок ДНС, КНС и других объектов сбрасывать в нефтесборные коллектора;
- осуществлять биологическую очистку хозяйственно–бытовых стоков;
- делать обваловку вокруг нагнетательных скважин, емкостей и других объектов;
- при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор;
- поверхностные водозаборные сооружения должны быть оборудованы рыбозащитными устройствами;
- при ликвидации аварийных разливов предусмотреть использование адсорбентов.

7.2.3 Анализ воздействия на атмосферу

Основными вредными веществами, выбрасываемыми в атмосферу при разбурировании; и эксплуатации залежи, являются углеводороды, продукты сгорания газа и другого топлива (окислы углерода, оксиды азота, сажа и др.). Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно–технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно–допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы ДВС, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать

газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. По возможности факельные газы собирать в газгольдер для дальнейшего его использования, предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Необходимо обустроить площадь герметизированной системой сбора, подготовки и транспорта нефти. Продукты стабилизации нефти необходимо утилизировать, а не сжигать на факелах.

7.3 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

На производстве всегда существует риск возникновения чрезвычайных происшествий. Любые происшествия сопровождаются материальными потерями, выходом из строя оборудования, травмами, вредом здоровью и человеческими жертвами.

Для нефтяного промысла характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- взрывы;
- пожары;
- аварийные выбросы токсичных веществ.

Образование пожаро– и взрывоопасной среды на месторождении связано с загазованностью или наличием в воздухе паров природных газов, а также работой с легковоспламеняющимся продуктом – нефтью.

При возникновении аварийных ситуаций на месторождении необходимо немедленно докладывать диспетчеру и приступать к локализации и устранению согласно плану ликвидации аварий, который в обязательном порядке должен быть на каждом участке, утвержденный главным инженером. Оперативная часть плана ликвидации аварии должна быть вывешена на видном месте в операторной. Также должны быть вывешены схемы оповещения с указанием номеров телефонов пожарной охраны, аварийных служб, медсанчасти.

Для своевременного обнаружения загазованности и предупреждения образования взрывоопасной смеси несколько раз в сутки осуществляется контроль загазованности. При наличии критического уровня загазованности помещений установок необходимо осуществлять проветривание помещений до снижения уровня загазованности до допустимого.

В это время производится интенсивный контроль воздушной среды переносными газоанализаторами, выявляются места повышенной загазованности.

Пожарная безопасность

Причиной возгорания или взрыва на месторождении N может послужить утечка природного газа при разгерметизации оборудования, по которому движется, или в котором находится газ, в сочетании с открытым огнем при проведении огневых работ или искрами, высекаемыми при работе непожаробезопасными инструментами. Для предупреждения взрыва необходимо исключить:

- образование взрывоопасной среды;
- возникновение источника инициирования взрыва.

Взрывоопасную среду могут образовать:

- смеси веществ (газов, паров, пылей) с воздухом и другими окислителями (кислород, озон, хлор, окислы азота и др.);
- вещества, склонные к взрывному превращению (ацетилен, озон, гидразин и др.).

Источником инициирования взрыва являются:

- открытое пламя, горящие и раскаленные тела;
- электрические разряды;
- тепловые проявления химических реакций и механических воздействий;
- искры от удара и трения;
- ударные волны;

— электромагнитные и другие излучения.

Предотвращение воздействия на работающих опасных и вредных производственных факторов, возникающих в результате взрыва, и сохранение материальных ценностей обеспечиваются:

— установлением минимального количества взрывоопасных веществ, применяемых в данных производственных процессах;

— применением огнепреградителей, гидрозатворов, водяных и пылевых заслонов, инертных (не поддерживающих горение) газовых или паровых завес;

— применением оборудования, рассчитанного на давление взрыва;

— обваловкой и бункеровкой взрывоопасных участков производства или размещением их в защитных кабинах;

— защитой оборудования от разрушения при взрыве при помощи устройств аварийного сброса давления (предохранительные мембраны и клапаны);

— применением быстродействующих отсечных и обратных клапанов;

— применением систем активного подавления взрыва;

— применением средств предупредительной сигнализации [31].

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Месторождение N расположено в районе, приуроченному к району Крайнего Севера.

Согласно ст. 315 Трудового кодекса РФ, оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате. При этом основным документом, регулирующим оплату труда в данных регионах, является Закон РФ от 19 февраля 1993 г. N 4520-1 "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" (далее - Закон N 4520-1).

Районный коэффициент к заработной плате применяется с первого дня работы в районах Крайнего Севера. Районные коэффициенты установлены многочисленными нормативными правовыми актами РФ и СССР.

Ст. 319 ТК РФ установлен дополнительный ежемесячный выходной день без сохранения заработной платы одному из родителей (опекуну, попечителю, приемному родителю), работающему в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, имеющему ребенка в возрасте до 16 лет, по его письменному заявлению.

Кодекс формулирует предоставление дополнительного выходного дня без оплаты как право работника. Поэтому работодатель не вправе отказать в предоставлении такого дня при соблюдении условий ст. 319: если ребенку не исполнилось 16 лет и, если работник, входящий в круг указанных в этой статье лиц, подал письменное заявление о предоставлении такого дня.

Предоставление гарантий и компенсаций работникам Крайнего Севера и приравненных к ним местностей соотносится с принципами правового регулирования трудовых отношений, поскольку связано с особыми условиями труда.

Одной из важных правовых гарантий является установление женщинам в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях сокращенной рабочей недели. Ст. 320 ТК РФ предусматривает: для женщин, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, коллективным договором или трудовым договором устанавливается 36-часовая рабочая неделя, если меньшая продолжительность рабочей недели не предусмотрена для них федеральными законами. При этом заработная плата выплачивается в том же размере, что и при полной рабочей неделе.

Общая продолжительность ежегодного оплачиваемого отпуска определяется суммированием ежегодного основного и всех дополнительных ежегодных оплачиваемых отпусков. Общая продолжительность ежегодных оплачиваемых отпусков работающим по совместительству устанавливается на общих основаниях.

Полное или частичное соединение ежегодных оплачиваемых отпусков работникам северных районов допускается не более чем за 2 года. При этом общая продолжительность предоставляемого отпуска не должна превышать 6 месяцев, включая время отпуска без сохранения заработной платы, необходимое для проезда к месту использования отпуска и обратно.

Неиспользованная часть ежегодного оплачиваемого отпуска, превышающая 6 месяцев, присоединяется к очередному ежегодному оплачиваемому отпуску на следующий год.

По просьбе одного из работающих родителей (опекуна, попечителя) работодатель обязан предоставить ему ежегодный оплачиваемый отпуск или его часть (не менее 14 календарных дней) для сопровождения ребенка в возрасте до 18 лет, поступающего в образовательные учреждения среднего или высшего профессионального образования, расположенные в другой местности. При наличии 2 и более детей отпуск для указанной цели предоставляется 1 раз для каждого ребенка.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В современных условиях извлечения полезных ископаемых актуальным является вопрос повышения эффективности добычи нефти, потому что нужно решать следующие основные задачи:

- Увеличение нефтеотдачи продуктивных пластов с одновременной интенсификацией добычи.
- Снижение затрат на эксплуатацию и содержание любыми возможными способами (техническими, технологическими и организационными).

В связи с тем, что месторождение М находится на третьей стадии разработки, характеризующиеся значительным падением объемов добычи нефти, повышением обводненности скважин, появлением осложнений и т.п. Нефтедобывающие компании для продления периода стабильного дебита нефти применяют различные методы предупреждения и предотвращения влияния негативных факторов на работу скважинного оборудования.

В наше время имеется достаточно много методов, технологий и оборудования для предупреждения и борьбы с различными видами осложнений. Для наиболее эффективного выбора требуемого оборудования к конкретным условиям добычи необходимо провести анализ факторов, оказывающих значительное влияние на основные показатели добычи и эффективности работы оборудования, после чего основываясь на опыте других компаний осуществить подбор необходимого комплекса мероприятий и оборудования для максимального снижения вышеуказанных факторов, при этом требующих минимальных затрат (финансовых, трудовых, интеллектуальных и прочих).

Проведенный анализ наиболее распространенных осложнений, встречающихся на месторождениях нефти Западной Сибири показал, что основными осложняющими факторами при добыче нефти являются:

1. Механические примеси;
2. Коррозия;
3. Солеотложение;
4. АСПО.

Традиционными методами предупреждения и борьбы с каждым из этих факторов являются:

- При борьбе с механическими примесями: закрепление проппанта в призабойной зоне пласта после проведения ГРП, использование различных видов фильтров на приеме насоса, использование шламоуловителей и т.п.

- При борьбе с коррозией: периодическая или постоянная обработка скважинного оборудования ингибиторами коррозии, использование оборудования в коррозионностойком исполнении или из материалов, стойких к коррозии (например, стеклопластиковых НКТ), замена рабочих органов ЭЦН на коррозионностойкие, использование оборудования из высоколегированных сталей с добавлением хрома и т.п.

- При борьбе с солеотложениями: периодическая обработка оборудования ингибиторами солеотложений, поддержание температурных режимов добычи и регулирование минерализации закачиваемой в пласт воды, воздействие магнитных полей или акустических колебаний, использование труб, покрытых специальными эмалями или полимерными составами.

- При борьбе с АСПО: периодическая или постоянная закачка ингибиторов, диспергаторов и других химических реагентов для предотвращения АСПО, проведение тепловых обработок скважины путем горячей промывки нефтью, водой или обработки паром, использование скребков для очистки труб, электромагнитное или ультразвуковое воздействие на флюид.

Для куста М месторождения N проведен анализ показателей добычи нефти механизированным способом, выделены основные факторы, оказывающие значительное влияние на технические характеристики скважинного оборудования, такие как межремонтный период и средняя наработка оборудования на отказ:

1. Высокий газовый фактор;
2. Высокий показатель обводненности нефти и как следствие повышенная коррозия НКТ;

3. Наличие значительного количества мехпримесей в призабойной зоне пласта после проведения ГРП.

Как результат проведенного анализа в данной работе были выделены конкретные предложения по предупреждению и борьбе с осложняющими факторами на данном кусте скважин:

1. Постоянная или периодическая обработка скважины ингибиторами коррозии;
2. Использование стеклопластиковых НКТ;
3. Использование НКТ из высоколигированных сталей;
4. Использование газосепараторов–диспергаторов;
5. Использование инкапсулированной УЭЦН с системой рециркуляции;
6. Применение ЭЦН с широким рабочим диапазоном частот;
7. Применение различных видов шламоуловителей;
8. Установка фильтров на приеме УЭЦН.

В работе представлены ориентировочные расчеты экономической эффективности применения каждого из предложенных вариантов предупреждения и борьбы с осложняющими факторами.

Применение ингибиторов коррозии позволяет снизить влияние коррозии на 85-95%, при этом значительно увеличивается срок службы труб НКТ (срок службы увеличивается в 2-3 раза, затраты на внедрение данной системы составляет около 1,2-1,3 млн. рублей, данные затраты полностью окупаются за год эксплуатации, поскольку затраты по замене отбракованных труб составит около 1,5млн. рублей в расчете на всю длину спуска. При этом значительные затраты (около 60-70%) требуются в первый год, поскольку основные затраты относятся к покупке установки по дозированию.

При замене труб НКТ на стеклопластиковые трубы экономия будет получена уже при замене труб, поскольку в расчете на метраж данных трубы являются более выгодными – экономический эффект составит 380 тыс. руб. В связи с тем, что данные трубы позволяют увеличить срок их эксплуатации в 2-3 раза, то будет получен дополнительный экономический эффект в размере 1,6

млн. рублей (данные затраты понесла бы компания при использовании стальных труб категории Д, которые в силу быстрого износа в агрессивной среде нуждались бы в замене).

Таким образом любой нефтедобывающей компании придется столкнуться с вопросом выбора приемлемых для них технологий и оборудования для борьбы с осложняющими факторами. Наилучшим вариантом будет применение технологий, уже испытанным в промышленном производстве и зарекомендовавших себя как эффективными. Но с развитием новых технологий также стоит уделять внимание новым технологиям и осуществлять промышленные испытания на отдельных участках, разработанных и подтвержденных в лабораторных испытаниях, новых технологий и оборудования, показывающих значительную эффективность и сокращение затрат.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Асфальтеносмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. [Электронный ресурс] / URL: <http://glavteh.ru> свободный.– Загл. с экрана.– Яз. рус. Дата обращения: 10.04.2018 г.
2. Добыча нефтяного сырья [Электронный ресурс] / URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1209> свободный.– Загл. с экрана.– Яз. рус. Дата обращения: 27.03.2018 г.
3. Ерехинский Б.А., Чернухин В.И., Попов К.А., Ширяев А.Г., Рекин С.А., Четвериков С.Г. Трубы нефтяного сортамента, стойкие против углекислотной коррозии // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 6. С. 72–76.
4. Итоги работы с механизированным фондом скважин ООО «ЛУКОЙЛ–ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ» за 2012–2016 годы [Электронный ресурс] / ООО «Би Джи Промоушн»; ред. Хасанов И.Г.– Электрон. дан.– Инженерная практика №11/2017. URL: <http://glavteh.ru>, свободный.– Загл. с экрана.– Яз. рус. Дата обращения: 18.02.2018 г.
5. Ингибитор коррозии Ипроден К 1 [Электронный ресурс] / URL: <http://anomal.unicor.ru/effects/catalog/est/byId/description/193/index.html> свободный.– Загл. с экрана.– Яз. рус. Дата обращения: 12.04.2018 г.
6. Концепция и результаты «новой стратегии» ОАО «Томскнефть» ВНК по повышению эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин [Электронный ресурс] / URL: <http://glavteh.ru> свободный.– Загл. с экрана.– Яз. рус. Дата обращения: 10.04.2018 г.
7. Лебедев И.К. новые разработки в области композитных трубных изделий для осложненного фонда скважин [Электронный ресурс] / URL: <http://glavteh.ru> свободный.– Загл. с экрана.– Яз. рус. Дата обращения: 10.04.2018 г.
8. Мальцев А.П., ООО «Синергия-Лидер», А.А. Сабилов, Н.Н. Соколов, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Опыт внедрения оборудования для

подачи реагентов в призабойную зону скважины при борьбе с АСПО «Территория Нефтегаз» №2, 2006г, с 60-62

9. Метод воздействия устройств ШТОРМ УМК НП [Электронный ресурс] / URL: <http://mpk-vnp.com/metod-vozddejstviya.html> свободный.– Загл. с экрана.– Яз. рус. Дата обращения: 12.04.2018 г.

10. Насосно–компрессорная труба: рецепт долголетия [Электронный ресурс] / URL: <https://neftegaz.ru/science/view/425–Nasosno–kompessornaya–truba–retsept–dolgoletiya> свободный.– Загл. с экрана.– Яз. рус. Дата обращения: 20.04.2018

11. Нефтегазовый комплекс России – 2017. Часть 1. Нефтяная промышленность. ИНГГ СО РАН, ЭФ НГУ [Электронный ресурс] / URL: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/files/orgunits/energyreport/petroleum–industry–russia–2017.pdf> свободный.– Загл. с экрана.– Яз. рус. Дата обращения: 10.04.2018 г.

12. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 653 с

13. Прогнозирование СНО и МРП УЭЦН и определение технического предела работы оборудования [Электронный ресурс] / URL: <http://glavteh.ru> свободный.– Загл. с экрана.– Яз. рус. Дата обращения: 10.04.2018 г.

14. Опыт применения стеклопластиковых НКТ на месторождениях ОАО «Удмуртнефть».– научно–технический Вестник ОАО «НК «Роснефть» № 1, 2014 г., стр. 44

15. Растворители АСПО [Электронный ресурс] / URL: <http://efril.ru/?file=produktsiya/reagenty-dlya-borby-so-skvazhinnyimi-oslozhneniyami/rastvoriteli-aspo> свободный.– Загл. с экрана.– Яз. рус. Дата обращения: 18.04.2018

16. Современные технологии для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН в условиях высокого газосодержания [Электронный ресурс] / URL: <http://glavteh.ru> свободный.– Загл. с экрана.– Яз. рус. Дата обращения: 20.04.2018 г.

17. Стецюек И.А. Анализ эффективности применения различных методов защиты ГНО скважин осложненного фонда ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ» [Электронный ресурс] / URL: <http://glavteh.ru> свободный.– Загл. с экрана.– Яз. рус. Дата обращения: 10.04.2018 г.

18. Типы разрезов продуктивных пластов (Ю14 и Ю13) Лугинецкого газоконденсатнонефтяного месторождения (Томская область) Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319. №1 [Электронный ресурс] / URL: http://www.lib.tpu.ru/fulltext/v/Bulletin_TPU/2011/v319/i1/21.pdf свободный.– Загл. с экрана.– Яз. рус. Дата обращения: 10.04.2018 г.

19. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях /И.А. Галикеев, В.А. Насыров, А.М. Насыров. – Ижевск: ООО «Парацельс Принт», 2015. – 354 с.

20. ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2).

21. ГОСТ 12.1.003–2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности».

22. ГОСТ 12.4.051–87 (СТ СЭВ 5803–86) «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний».

23. ГОСТ 12.4.026 «ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».

24. ГОСТ 12.4.051–87 (СТ СЭВ 5803–86) «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний».

25. ГОСТ Р 12.4.013–97 «ССБТ. Очки защитные. Общие технические условия».

26. ГОСТ 12.4.103–83 «ССБТ. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация».

27. ГОСТ 12.4.121–83 ССБТ. Противогазы промышленные фильтрующие. Технические условия (с Изменением N 1).
28. ГОСТ 20010–93 «Перчатки резиновые технические. Технические условия».
29. ГОСТ 12.1.044–89* «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения».
30. ГОСТ Р 12.1.019–2009 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
31. ГОСТ 12.1.010–76* «Взрывобезопасность. Общие требования»
32. СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
33. «Санитарными правилами порядка накопления, транспортирования, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов» (№ 8180–84 от 28.12.84).